

CENTRAL ASIAN JOURNAL OF THEORETICAL AND APPLIED SCIENCES

Volume: 02 Issue: 10 | Oct 2021 ISSN: 2660-5317

Разработка Ингибирующего Бурового Раствора Для Бурения В Глинистых Отложениях

Ёдгоров Низомиддин Нормухматович

докторант Ташкентского Государственного Технического Университета им. И. Каримова
Республике Узбекистан, г. Ташкент.

Received 17th Aug 2021, Accepted 4th Sep 2021, Online 21th Oct 2021

Аннотация: В статье приведены результаты исследований по разработке эффективных составов ингибирующих буровых растворов на основе местного сырья и отходов производств. Изучено влияние технологических факторов и состава разрабатываемых комплексных ингибиторов на физико-химические свойства эмульсионных и нефтеэмульсионных буровых растворов.

Ключевые слова: Эмульсия, ингибитор, госсипол, смола, буровые растворы, глина, поверхностное натяжение, набухание, смачивание.

Введение

Обеспечение высоких темпов добычи нефти и газа неизбежно связано с разработкой новых месторождений углеводородного сырья, характеризующихся как более глубоким расположением продуктивных горизонтов, так и более сложными горно-геологическими условиями, по сравнению с районами массового бурения. Помимо трудностей, обусловленных аномально высоким пластовым давлением (АВПД), сероводородной агрессией и наличием мощных толщ хемогенных отложений, строительство скважин сопровождается проблемами, связанными с бурением терригенных горных пород. Терригенные породы наибольшей мощности приурочены к надсолевому комплексу. Как показывает опыт бурения, глинистые отложения надсолевого комплекса представлены красноцветными глинисто-алевролитовыми образованиями, аргиллитоподобными глинами, монтмориллонитовыми глинами (смектит), в которых и происходит большинство осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважин. К осложнениям этого типа относятся осыпи, обвалы пород, желоба образования, кавернообразования, сужения ствола, вызывающие зашламление забоя, образование пробок и сальников. Это приводит к потере циркуляции бурового раствора, затяжкам, посадкам, заклиниванию бурового инструмента, его прихвату и слому.

Для предупреждения таких осложнений в отечественной и зарубежной практике разработаны и применяются специальные буровые растворы, в том числе ингибирующие полярные системы: известковые и гипсоизвестковые, хлоркальциевые и хлоркалиевые, силикатные, полимерные, растворы с добавками соединений алюминия, железа, хрома и другие; а также – неполярные

жидкости, т.е. системы на углеводородной основе. Однако для целого ряда условий проблема сохранения устойчивости стенок скважин в глинистых отложениях в полной мере не решена. Проводка скважин в условиях соленосных горных пород также сопровождается негативными явлениями вследствие отрицательного влияния солей на свойства бурового раствора. Из-за уменьшения числа осложнений, связанных с запускованием раствора, сальникообразования и нарушения целостности ствола скважины в практике бурения скважин неустойчивых глинистых отложений, используют ингибированные буровые растворы, обработанные редким натром, известью, алюминатами и солейстойкими стабилизаторами лигносульфонатами [1; с.41- 45]. Для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины требует использование ингибирующие растворы, в состав которых входит поверхностная активная вещества, модифицированный гидрофобизирующий полимерный реагент, окиси и соли металлов. Сложные многокомпонентные системы, включающие, кроме глины и воды, четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизители фильтрации, защитный коллоид. В их состав также могут входить нефть или дизельное топливо, утяжелитель и различные добавки специального назначения.

Цель работы. Повышение устойчивости стенок глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях при бурении в глинистых отложениях горных пород путем создания бурового раствора, обладающего высокими ингибирующими способностями.

Научная новизна. Разработаны рецептуры высокой ингибирующих буровых растворов, содержащих модифицированные составы комплексных реагентов-ингибиторов на основе омыленной госсиполовой смолы обеспечивающие устойчивость стенок скважин при бурении в глинистых и хемогенных отложениях.

Экспериментальная часть

Многофункциональный модифицированный комплексный реагент (МКР) является стабилизатором, ингибитором, гидрофобизатором, нейтрализатором и смазывающий компонентом буровых растворов различного типа предназначенных для бурения хемогенных и неустойчивых глинистых отложений и качественного вскрытия продуктивных карбонатных и терригенных коллекторов.

Госсиполовая смола вязкотекучая вещество черного цвета. Растворяется в большинстве органических растворителей. Он гидрофобен, хорошо растворяется в метиловом, этиловом, фурфуриловом, изопропиловом и бутиловом спиртах, керосине, уайт-спирте, диэтиленгликоле, диоксане, ацетоне, диэтиловом эфире, этилацетате, хлороформе, четыреххлористом углероде, феноле, пиридине. Основным веществом является госсипол и госсиполовая смола, спирты и жирные кислоты [1-5].

Госсипол – двухядерной ароматический многоатомный соединения – содержащий в структуру молекул 2-альдегидной и 6 – атомов фенольных групп, общей химической формулой $C_{90}H_{30}O_8$.

В госсиполовой смоле обнаружено 12% азотсодержащих соединений 36% продуктов превращения госсипола, 52% высших жирных и оксигирных кислот. Химический состав **госсиполовая смолы** состоит из более 30 различных органических и неорганических соединений (Табл 1).

Таблица 1. Состав и содержание фракции госсиполовой смолы

X_i	Компонент	Содержание компонента, %, во фракции			
		I	II	III	В исходном реагенте
x_1	Госсипол	17,26	-	-	0,98
x_2	Стеариновая кислота	1,72	-	-	0,42
x_3	Миристиновая кислота		-	-	1,63
x_4	пальминитовая кислота	2,16	-	-	-
x_5	линолевая кислота	2,26	0,92	1,12	2,36
x_6	олеиновая кислота	8,60	-	4,17	9,80
x_7	Глицерин	39,9	8,94	7,00-	-
x_8	гексаказанол	7,76	4,40	0,9	-
x_9	октаказанол	6,54	2,46	0,21	1,88
x_{10}	триоктанол	4,49	5,50	0,33	1,86
x_{11}	Метилбутандиол МБД	0,96	0,54	2,96	5,32
x_{12}	β -ситостерин	0,64	0,69	0,12	0,43
x_{13}	В-амирин	1,11	4,76	-	0,13
x_{14}	Метилпентатриол	2,0	5,15	1,54	2,17
x_{15}	Оксижирные кислоты	1,79	14,09	4,10	5,80
x_{16}	азотосодержащих соединений	1,05	11,89	5,33	5,38
x_{17}	лактоны	1,30	21,00	8,16	6,20
x_{18}	Углеводороды C ₂₇ -C ₃₃	0,43	2,77	38,91	31,61
x_{19}	Формальдегидо-диоксанный спирт	-	0,52	11,77	7,37
x_{20}	Смесь формальдегидо-глицерина	1,41	1,38	1,48	1,24
x_{21}	Высокомолекулярные смолы	-	-	9,20	9,86

Наличие фенольных групп определяет растворимость хлопкового гудрона в водно-щелочных растворах. Госсипол характеризуется весьма высокой реакционной способностью. Альдегидные группы сообщают ему свойства, характерные для этого класса соединений. Однако, одновременное присутствие гидроксильной -ОН и альдегидной-СНО – групп и их взаимное влияние несколько изменяют свойства молекулы госсипола как фенола и альдегида, в результате чего образуются внутримолекулярные и межмолекулярные водородные связи достаточно термически устойчивы. Возможны три типа водородных связей: шестичленный внутримолекулярный цикл, пятичленный внутримолекулярный цикл, межмолекулярный цикл.

Для улучшения структурно-механических, реологических и фильтрационных свойств минерализованных буровых растворов изучена возможность применения многофункционального модифицированного комплексного реагента-МКР, полученного путем модификации госсиполовой смолы с аминспиртами: Моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА) с условным названием Модифицированный комплексный реагент МКР-1 и МКР-2. Исследования показали высокую способность его молекул адсорбироваться на глинистых частицах и повышать порог их коагуляции в присутствии электролитов [6-12]. Особенностью применения МКР для

приготовления ингибированных растворов в бурения глинистых и хемогенных отложениях является в щелочной среде модифицированная госсиполовая смола с молекулами моно- и диэтаноламинами образует многофункциональные соединения. При этом образуется новое соединения способное образовывать прочные связи с активными центрами глинистого минерала. В результате хемосорбционного закрепления на глине металлсодержащего комплексного соединения госсипола вокруг реакционно-способных центров глины создается защитный гидрофобный экран, чем достигается высокая ингибирующая способность бурового раствора. Кроме того, наличие в строение цепи молекуле ароматических ядер определяет термостойкость бурового раствора до 250⁰С.

Установлено, что глины имеют различную адсорбционную активность A , при этом S -образный характер изотерм адсорбции свидетельствует о наличии полимолекулярной адсорбции (рис.1) .

Характер изменений, происходящих на границе фаз глина-вода в присутствии реагента МКР изучали на Шурсуйской красной глине с использованием методов физико-химической механики. Исследования проводили на приборе Вейлера-Рибиндера по методикам, описанным в работах, [2; с. 145-146].

При критической концентрации структурообразования, экспериментальные данные свидетельствуют о том, что увеличение добавки реагента МКР повышает модули быстрой E_1 и медленной E_2 эластических деформаций при заметном упрочнении пространственной структуры. Учитывая изложенное выше повышаются также устойчивость дисперсий K_y и энергетическое состояние системы E_ω , отражающее усиление межмолекулярного взаимодействия. На основе математической статистики была рассчитана корреляционная связь между изменением состояния дисперсионной системы и концентрацией реагента МКР x_n . В качестве критерия y , по которому оценивали это взаимное влияние, принимали модуль условной деформации E_e , так как он наиболее полно характеризует энергию связей между глинистыми частицами.

Вычисленный коэффициент корреляции $r_{x,y}$ равный 0,99 свидетельствует о тесной взаимозависимости между переменными y и x_n . Проверка коэффициента корреляции по i -критерию (критерию Стьюдента) показала его значимость. Рассматриваемая зависимость описывается математической моделью в виде:

$$y=21,6+2,51x_n \quad (1)$$

Погрешность определения коэффициента регрессии линейного уравнения $\sigma\{b_i\}=0,041$. Доверительные границы для b_i (при 5 %-ном уровне значимости) равны $\pm 0,115$. Так как товарный реагент МКР представляет смесь органических веществ, необходимо оценить влияние отдельных соединений на свойства глинистых дисперсий. Методом вакуумного фракционирования на пилотной ректификационной установке под остаточным давлением 1-1,3 кПа получены различные фракции реагента МКР. В результате установочных опытов было определено, что данные фракции обладают свойством аддитивности, т. е. степень их воздействия на дисперсии одинакова как при совместном, так и при раздельном вводе в систему, что свидетельствует о влиянии на процесс структурообразования в дисперсиях только отдельных соединений при нейтральном или незначительном действии других. Хроматографическим анализом идентифицировано более 30 различных соединений. Фракции различного состава, по-разному действуют на растворы, и наибольшее влияние оказывают II и III фракции (см. табл. 2), которые почти в 2 раза повышают E_T при значительном росте K_y .

Таблица 2. Состав и содержание фракции госсиполовой смолы

X_i	Компонент	Содержание компонента, %, во фракции			
		I	II	III	в исходном реагенте
		x_1	Госсипол	17,26	
x_2	Стеариновая кислота	1,72	-	-	0,42
x_3	Миристиновая кислота		-	-	1,63
x_4	пальминитовая кислота	2,16	-	-	-
x_5	линолевая кислота	2,26	0,92	1,12	2,36
x_6	олеиновая кислота	8,60	-	4,17	9,80
x_7	Глицерин	39,9	8,94	7,00-	-
x_8	гексаказанол	7,76	4,40	0,9	-
x_9	октаказанол	6,54	2,46	0,21	1,88
x_{10}	триоктанол	4,49	5,50	0,33	1,86
x_{11}	Метилбутандиол МБД	0,96	0,54	2,96	5,32
x_{12}	β -ситостерин	0,64	0,69	0,12	0,43
x_{13}	В-амирин	1,11	4,76	-	0,13
x_{14}	Метилпентатриол	2,0	5,15	1,54	2,17
x_{15}	Оксижирные кислоты	1,79	14,09	4,10	5,80
x_{16}	азотосодержащих соединений	1,05	11,89	5,33	5,38
x_{17}	лактоны	1,30	21,00	8,16	6,20
x_{18}	Углеводороды C ₂₇ -C ₃₃	0,43	2,77	38,91	31,61
x_{19}	Формальдегидо-диоксанный спирт	-	0,52	11,77	7,37
x_{20}	Смесь формальдегидо-глицерина	1,41	1,38	1,48	1,24
x_{21}	Высокомолекулярные смолы	-	-	9,20	9,86

Указанные факторы позволили применить метод корреляционно-регрессионного анализа для построения модели, описывающей изменение аргумента y в зависимости от содержания в растворе различных компонентов реагента МКР x_i ($i=1, 2, \dots, 21$), и выявить наиболее значимые из них.

Вычисленные коэффициенты парных корреляций дали возможность исключить из модели все зависимые и незначимые факторы (коэффициент значимости $r > 0,240$) [3; с.12-17] и оставить независимые факторы, имеющие наибольшую корреляционную связь с y ; x_7 ; x_{10} ; x_{16} .

Для данной совокупности факторов были вычислены коэффициент множественной корреляции $R=0,937$, коэффициенты регрессии и построена математическая модель:

$$y = 21,6 + 5,61x_7 - 42,38x_{10} + 0,626x_{16} \quad (1.2)$$

где y -состав бурового раствора; x - компонент (реагент).

Погрешность определения коэффициентов регрессии с $\sigma\{b_i\} = 0,044$. Доверительные границы для b_i (при 5 %-ном уровне значимости) равны $\pm 0,124$. Все коэффициенты значимы, так как $|b_i| > 0,124$. Коэффициент детерминации уравнения $R^2 = 0,879$, что свидетельствует о 87 %-ной достоверности включения данных факторов в модель [2; с.150-151].

Сравнительный анализ моделей показал их высокую адекватность друг к другу, погрешность аппроксимации составила 3,6%. Таким образом, методом математической статистики были выявлены соединения, в основном, влияющие на структурно-механические свойства дисперсий. Структурный состав молекул госсиполовой смолы показывают, что он является многофункциональным ароматическим соединением содержащих фенольных, альдегидных и гидроксильных групп [13-19]. На основе полученных результатов исследований нами предложен следующий механизм структурообразования глинистых дисперсий в присутствии многофункционального реагента МКР. Адсорбируясь на поверхности глинистой частицы, молекулы фенолы и альдегиды образуют сольватный слой, атомы кислорода в циклах становятся активными центрами второго рода, на которых в дальнейшем адсорбируются последующие слои молекул [4; с. 208-212]. На таблице 2 приведены результаты изучения структурно-механические показатели 10% - ного бурового раствора с добавлением и без добавления многофункционального реагента МКР. Полученные результаты приведены на табл 2.

Таблица 3. Структурно-механические показатели бурового раствора

Реагент	Добавка, %	Характеристики 10% -ной суспензии бентонита									
		Структурно – механические константы, Па				$\mu_1 \cdot 10^{-5}$ Па.с	Структурно-механические константы, Па			$E_0 \cdot 10^{-9}$ Дж/см ³	K_v
		$E_1 \cdot 10^{-3}$	$E_2 \cdot 10^{-3}$	$E_r \cdot 10^{-3}$	P_{k1}		λ	$\frac{P_{k1}}{\mu_1} 10^6 \cdot c^{-1}$	$P_{k1}/n_1 \cdot 10^6 \cdot c^{-1}$		
Исходный МКР											
	0	14,8	26,0	9,4	53,5	28,1	0,36 3	1,90	299	216,47	0,41 7
	1	17,1	43,0	12,2	56,5	31,6	0,28 4	1,79	259	251,10	0,42 0
	3	17,8	45,1	12,8	60,0	36,5	0,28 3	1,64	285	283,97	0,45 4
	5	17,7	44,6	12,7	57,9	42,9	0,28 4	1,36	338	320,61	0,51 7
	7	20,6	48,2	14,4	68,5	57,8	0,29 9	1,18	401	409,67	0,56 9
	10	21,3	47,7	16,1	70,2	66,7	0,30 9	1,05	414	459,14	0,61 4
Фракция реагента МКР											
I	5	16,4	42,3	11,7	61,2	38,0	0,27 7	1,85	282	257,63	0,45 1
II	5	18,4	40,3	12,8	59,8	41,3	0,31 8	1,43	323	372,10	0,47 4
III	5	22,6	44,0	15,1	63,4	59,6	0,33 9	1,06	395	430,20	0,53 0

Примечание: E_1 , E_2 -модуль соответственно быстрой и медленной эластической деформации; E_0 - равновесный модуль; P_{kl} - условный статический предел текучести.

Из данных таблицы видно, что с увеличением содержания многофункционального реагента условный статический предел текучести повышается за образованием гомогенного раствора с глинистой суспензией. Влияние типа глинистого структурообразователя на процесс адсорбции многофункционального реагента МКР с повышением содержания реагента проявляет S образный характер что, свидетельствует о взаимодействии функциональных групп с активными центрами глинистой породы.

Известно, что альдегидные, фенольные и карбоксилатные группы как при комнатной, так и при более высоких температурах способны к хемосорбции с образованием эфироподобных соединений.

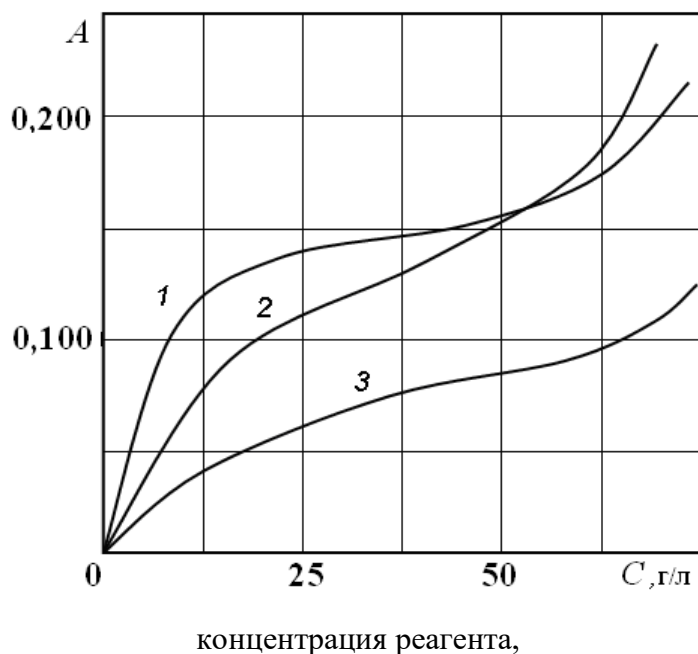


Рис.1. Изотермы адсорбции реагента МКР на глинах (A-адсорбция; концентрация C): 1– Касантауский бентонит; 2 - Навбахорская глина; 3 - Пальгорскит

Таким образом, вокруг глинистых частиц образуются мощные сольватные оболочки, взаимодействующие через молекулярные и водородные связи, усиливающие процесс структурообразования молекул стабилизатора с частицами глинистых минералов. О формировании адсорбционных полимолекулярных слоев свидетельствует характер адсорбционных кривых (Рис.1). Сольватные оболочки препятствуют электролитной коагуляции глинистых частиц, что подтверждается различной фильтрацией Φ буровых растворов в зависимости от концентрации электролита C и состава дисперсионной среды (Рис. 2 а, б). Так, буровые растворы, содержащие реагент МКР характеризуются меньшей фильтрацией, чем базовые [20-24]. Обработка раствора высокомолекулярными веществами повышает прочность сольватной оболочки и дополнительно усиливает стабилизацию системы, что приводит к уменьшению фильтрации (Рис. 2 а, б). Наиболее прочная сольватная оболочка будет образовываться, если доступ спиртовых групп молекул госсипола к поверхности глинистых частиц пространственно не затруднен другими молекулами и ионогенными группами [6; с. 208-212].

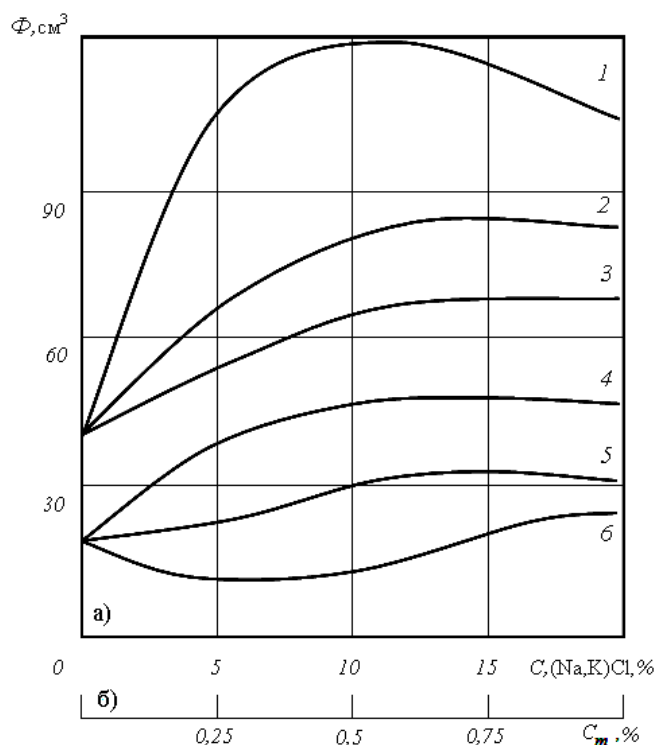


Рис.2. Зависимость фильтрации минерализованных растворов Φ от концентрации электролита C и состава дисперсной среды (а), концентрации реагента стабилизатора C_m (б) и состава раствора.

Данные условия можно создать, предварительно обрабатывая глинистую суспензию реагентом МКР. Указанное выше подтверждается результатами экспериментальных исследований приведенные на таблице 2

Структурно-механические характеристики глинистых растворов, приготовленных предложенным способом, в 2-3 раза выше, чем аналогичные характеристики других приведенных растворов, а фильтрация ниже. Выполненные исследования позволили разработать новую технологию приготовления бурового раствора и научно обосновать целесообразность обработки минерализованных растворов реагентом МКР с целью эффективного регулирования свойств и снижения расхода высокомолекулярных полимерных реагентов - ингибиторов.

Таблица 4. Состав и изменение технологических свойств глинистого раствора

№ п/п	Состав раствора на основе Навбахорской глины	Параметры раствора							
		Условная вязкость, с	Плотность, 10^3 кг/м ³	Статическое напряжение сдвига, дПа, через мин		Фильтрация, см ³ /30 мин	K, мм	τ_0 , дПа	Пластическая вязкость, МПа·с
				1	10				
1	30% глины + КССБ + 1% CaCl ₂	70	1,19	63	78	3,0	1,0	143	18
2	30% глины + 5% КССБ + 1% CaCl ₂	62	1,19	50	66	4,6	1,0	107	15
3	30% глины + 5% МКР + 5% КССБ +	43	1,18	30	49	6,3	1,5	89	12

	1% CaCl ₂								
4	25 % глины + 10% МКР +2 % КМЦ + 20% NaCl	82	1,26	43	86	2,2	0,5	151	48
5	25 % глины + 8 % МКР + 2 % КМЦ + 20 % NaCl	64	1,26	14	27	4,0	0,5	110	40
6	25 % глины + 2 % МКР + 2 % КМЦ + 20 % NaCl	56	1,25	8	20	5,6	0,5	87	32

Данные, приведённые в таблице, свидетельствует о том, что пробы, имеющие в составе МКР, имеет более низкие фильтрационные и реологические характеристики, чем пробы известными реагентами [25-30]. Для выяснения стойкости систем к действию поливалентных катионов были приготовлены пробы 1-6 в которые вводят от 1 до 20% хлористого кальция. Раствор пробы 3-6 (с МКР) по сравнению с раствором пробы 1 и 2 (с КССБ) оказался кальций стойким и после прогрева показатели его свойств не потерпели значительных изменений. Использование МКР позволило повысить температурный предел применения системы до 250⁰С. Использование многофункционального реагента МКР по сравнению с известным обеспечивает следующие преимущества: сокращение расхода разжижителя (окзил, КССБ, ФХСЛ), стабилизатора (Гипан, Полисил, метас и др.); сокращение затрат времени на проработку сужения ствола скважины и на разбуривание обваливающих пород - за счёт ингибирующей способности; снижение количества используемых долот - за счёт числа проработок ствола скважины; снижение затрат времени на СПО - за счёт сокращения числа долблений; сокращение транспортных расходов за счёт перевозок реагентов и долот.

Литература

1. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Теоретические предпосылки применения ингибирующей добавки к буровым растворам на основе талового пека // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. - 2007. - №4 (13). - С. 61-63.
2. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов промывочных жидкостей. - М.: Недра, 1985. - 509 с.
3. Ишбаев Г.Г. Экологически чистое ингибирование набухания глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / Г.Г. Ишбаев, М.А. Тихонов, М.Р. Дильмиев, А.В. Христенко // Бурение и нефть. - 2010. - С. 35-40.
4. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. - М.: Недра, 2000. - 270 с.
5. Галян Д.А. Исследования процессов набухания глинистых пород / Д.А. Галян, Н.П. Кулагина, В.П. Корнеева // Нефтепромысловое дело. - 2008. - 11. - 80 с.
6. Петров Н.А. и др. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. М. Химия, 2008. 439 с.
7. Акрамов, Б. Ш., Умедов, Ш. Х., Хайитов, О. Г., Нуриддинов, Ж. Ф. У., Хамроев, У., & Зияева, Н. (2019). Инновационная технология разработки нефтегазовых залежей. Наука, техника и образование, (1 (54)).
8. Хайитов, О. Г., Набиева, Н. К., & Махмудов, Ш. Н. (2013). Оценка степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения подгазовых нефтяных залежей. Известия высших учебных заведений. Горный журнал, (6), 46-50.

9. Khayitov, O. G. (2020). Evolution Of Petroleum Stratum Efficiency By-Multi-Factor Regression Analysis. *The American Journal of Engineering and Technology*, 2(08), 79-84.
10. G'afurovich, K. O., Abdurashidovich, U. A., & Ogli, B. A. O. (2020). Small Torch Progress In Prospects Gold Mining In Improving Countries. *The American Journal of Interdisciplinary Innovations and Research*, 2(09), 65-72.
11. Агзамов, А. А., & Хайитов, О. Г. (2016). Оценка степени влияния деформации коллектора на коэффициент продуктивности скважин месторождения Северный Уртабулак. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (9).
12. Акрамов, Б. Ш., ХАЙИТОВ, О., & ЖАЗЫКБАЕВ, К. (2010). Экспериментальное исследование химического выщелачивания нефти из нефтяных пластов. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (4), 25-28.
13. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., & Табылганов, М. К. (2010). Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (2), 20-24.
14. G'afurovich, K. O. (2020). Current State And Ways To Improve The Efficiency Of Field Development In The South-Eastern Part Of The Bukhara-Khiva Region. *The American Journal of Applied sciences*, 2(09), 194-206.
15. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., Нуритдинов, Ж. Ф., & Мирзакулова, М. Н. (2019). Инновации в разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Сборник научных статей по итогам работы Международного научного форума*, 139.
16. Акрамов, Б. Ш., Умедов, Ш. Х., Хайитов, О. Г., Нуритдинов, Ж. Ф. У., & Мирзакулова, М. Н. К. (2019). Использование промысловых данных для определения запасов нефти залежей, разрабатываемых при водонапорном режиме. *Проблемы современной науки и образования*, (10 (143)).
17. Хайитов, О. Г., Каршиев, А. Х., & Хамраев, Б. Ш. (2018). Анализ эффективности бурения горизонтальных скважин на месторождении " южный кемачи". *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*, (8).
18. Хайитов, О. Г., & Агзамова, Х. А. (2011). Техничко-экономическая и экологическая эффективность утилизации попутного нефтяного газа. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (1), 38-43.
19. G'afurovich, K. O. (2020). Modern State And Methods Of Enhancing The Productivity Of Field Progress In The South-Eastern Part Of Bukhara-Khiva Region. *The American Journal of Social Science and Education Innovations*, 2(09), 423-432.
20. G'afurovich, K. O. (2020). Modern State And Methods Of Enhancing The Productivity Of Field Progress In The South-Eastern Part Of Bukhara-Khiva Region. *The American Journal of Social Science and Education Innovations*, 2(09), 423-432.
21. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., Нуритдинов, Ж. Ф. У., Гафуров, Ш. О. У., & Жанабоев, Д. Б. У. (2020). Влияние гидродинамического несовершенства на производительность скважин. *Глобус*, (5 (51)).
22. Хайитов, О., Умирзоков, А., & Равшанов, З. (2020). Анализ текущего состояния и пути повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений юго-восточной части бухаро-хивинского региона. *Материалы конференций МЦНД*, 8-11.

23. Агзамов, А. А., Хайитов, О. Г., & Каршиев, А. Х. (2016). О степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на разных стадиях разработки залежей, представленных карбонатными коллекторами. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (4), 36-46.
24. Хайитов, О., Умирзоков, А., & Бекмуродов, А. (2020). О применении методов подсчета запасов газа в месторождении северный гузар. *Збірник наукових праць ЛОГОС*, 56-59.
25. Akramov, B. S., & Khaitov, O. G. (2017). Oil displacement by water in an electric field. *Austrian Journal of Technical and Natural Sciences*, (3-4), 20-22.
26. Агзамов, А. А., Хайитов, О. Г., & Каршиев, А. Х. (2016). О степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на разных стадиях разработки залежей, представленных карбонатными коллекторами. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*, (4), 36-46.
27. Хайитов, О., Умирзоков, А., & Бекмуродов, А. (2020). О применении методов подсчета запасов газа в месторождении северный гузар. *Збірник наукових праць ЛОГОС*, 56-59.
28. Khayitov, O. G. (2019). On formation of abnormally high and abnormally low reservoir pressures. In *VI International Scientific And Practical Conference. «Global science and innovations* (pp. 82-86).
29. Акрамов, Б. Ш., Хайитов, О. Г., & Нуриддинов, Ж. (2015). Вытеснение нефти водой под действием электрического поля. *Europäische Fachhochschule*, (11), 38-39.
30. Khayitov, O. G., Nabieva, N. K., & Makhmudov Sh, N. (2013). Estimation of the degree of influence of the grid density of wells on the oil recovery coefficient of sub-gas oil deposits. Ural. *Proceedings of universities. Mining journal*, (6), 46-50.