

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
Украинский научно-исследовательский
геологоразведочный институт
(УкрНИГРИ)

РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
МАТЕРИАЛ

Применение буровых растворов для проводки поисково-
разведочных скважин на нефть и газ в системе Мингео СССР

РТМ 41 СССР 5-77

Львов 1978

Титов

РАЗРАБОТАН Полтавским отделением Украинского научно-исследовательского геологоразведочного института.

Руководитель отделения к.т.н. Г.А.Стрелец.

Руководители разработки заведующие :
отделом буровых растворов ПО УкрНИГРИ Н.Х.Титовенко; лабораторией буровых растворов треста Львовнефтегазразведка С.П.Пытель и лабораторией буровых растворов объединения Крымморгеология Т.В.Фурасова.

Исполнители : старшие научные сотрудники к.г. - м.н. М.М.Лобанкова и В.И.Вивчар, старший инженер З.Ю.Гинковская, инженер-геолог В.Н.Пицимо.

СОГЛАСОВАН Главнефтегазразведкой.

Главный инженер П.В.Шинкарик .

УТВЕРЖДЕН Министерством геологии СССР.

Заместитель министра В.И.Степкин.

ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ распоряжением Министерства геологии СССР
от 21 марта 1977 г.

УДК 622.24.063

РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Применение буровых растворов для
проведки поисково-разведочных
скважин на нефть и газ в системе
Мингео СССР

РТМ 41 УССР 5-77
Взамен технологических
регламентов буровых
растворов от 20 февраля
1974 г.

Распоряжением Министерства геологии СССР срок введения установлен с 21 марта 1977 г.

Руководящий технологический материал (РТМ) содержит рекомендации по рациональному применению буровых растворов, химических реагентов, оптимальных рецептур и параметров раствора с учетом литолого-стратиграфических особенностей вскрываемых комплексов горных пород и возможных осложнений.

РТМ используется при составлении проектно-технической документации скважин и сметных норм расхода химреагентов и утяжелителей при бурении разведочных скважин на нефть и газ.

I. В В Е Д Е Н И Е

РТМ составлен для трех районов буровых работ: Днепро-Донецкой, Прикарпатской нефтегазоносных областей и Причерноморско-Крымской (Южно-Украинской) нефтегазоносной провинции.

I.I. В Днепро-Донецкой впадине по литологическим признакам с учетом тектонического районирования, мощностей и глубин залегания стратиграфических комплексов можно выделить восемь геологических разрезов. Они приурочены к определенным нефтегазоносным районам в соответствии с районированием Днепро-Донецкой нефтегазоносной области.

Ниже кратко приводятся особенности этих разрезов.

I.I.I. Северо-западная часть - первый (I) геологический разрез, Черниговско-Брагинский и Монастырищенско-Ичнянский нефтегазоносные районы (рис. I). Разведочные площади: Бахмацкая, Бережовская, Васильевская, Великодевичья, Восточно-Озерянская, Западно-Иваницкая, Западно-Августовская, Ивангородская, Краснопартизанская, Монастырищенская, Мринская, Седнаевская, Северо-Омбиская, Софиевская, Стрелчинская, Ярошевская и др.

Особенности:

- хомогенная толща нижней перми достигает мощности 300-400 м;
- в хомогенной нижней перми наблюдаются пласты бишофита мощностью 6-27 м (Монастырищенская, Омбиская, Софиевская, Тростянецкая, Ярошевская);
- на ряде площадей хомогенные отложения нижней перми отсутствуют (на северо-западной окраине);
- на отдельных площадях (Ивангородская и др.) развиты солянокупольные структуры с предверхнепермским уровнем прорыва девонской соли. Типовой разрез для таких площадей аналогичен разрезу 5.

I.I.2. Юго-западная приборговая часть - второй (2) разрез, Антоновско-Белоцерковский и Руденковско-Пролетарский нефтегазоносные районы. Разведочные площади: Богатойская, Затумшанская, Орельская, Руденковская, Суходоловская, Юрьевская и др.

Особенности:

- хомогенная толща нижней перми отсутствует;
- отложения мела, юры (частично), верхнего карбона развиты

(отложения S_3 сохранились на единичных площадях мощностью до 100-150 м).

I.I.3. Северо-восточная приборговая часть - третий (3) разрез, Талалаевско-Рыбальский нефтегазоносный район и западная часть Рябухинско-Северо-Голубовского. Разведочные площади: Анастасьевская, Артюховская, Андреяшевская, Высокопольская, Коломакская, Карайкозовская, Котелевская, Пионерская, Сахалинская, Талалаевская.

Особенности:

- хомогенная толща нижней перми имеет мощность 50-150 м. На ряде площадей она представлена сульфатно-карбонатно-глинистыми породами без каменной соли (Артюховская);
- мощности каменноугольных отложений несколько уменьшены.

I.I.4. Центральная часть грабена - четвертый (4) разрез, Глинско-Солоховский нефтегазоносный район. Разведочные площади: Абазовская, Бальская, Гадяцкая, Гоголевская, Матвеевская, Опольнянская, Рыбальская, Семеновская, Солоховская, Семиренковская, Тимофеевская, Харьковцевская.

Особенности:

- на сводах и присводовых участках отложения нижней перми размыты;
- на крыльях некоторых структур нижнепермские отложения представлены ангидритами мощностью до 50-100 м.

I.I.5. Юго-восточная часть - пятый (5) разрез, Машевско-Шебелинский нефтегазоносный район. Разведочные площади: Восточно-Медведовская, Восточно-Полтавская, Ефремовская, Западно-Машевская, Западно-Медведовская, Западно-Староверовская, Майская, Миролубовская, Светловская, Шебелинская и др.

Особенности:

- наличие хомогенной толщи нижней перми мощностью до 1600 м;
- на отдельных площадях в хомогенных отложениях P_1 пропластки бишофита мощностью 10-20 м (Восточно-Полтавская).

I.I.6. Юго-восточная часть - разрез пятый со штрихом (5'), Машевско-Шебелинский нефтегазоносный район. Площади: Алексеевская, Медведовская, Ново-Украинская, Распашновская, Рябухинская, Червоноярская, Чутовская и др.

Особенности:

- солянокупольные структуры с предверхнепермским уровнем

прерыва девонской соли ;

- солевая толща девона вторичного залегания в "козырьковой" части штока имеет мощность от 500 до 3500 м.

Таким образом, в юго-восточной части выделяется два геологических разреза : 5 и 5'. Первый - терригенно-карбонатно-хемогенный (без внедрившейся девонской соли), второй включает солевую толщу девона, залегающую в "козырьковой" части штока на размытой поверхности нижней перми или верхнего карбона.

1.1.7. Северо-западная окраина Донбасса - шестой (6) разрез, Спываковский нефтегазоносный район и восточная часть Рябухино-Северо-Голубовского. Разведочные площади : Балаклейско-Савинская, Волоховская, Северо-Волчановская, Спываковская, Червоно-Донецкая и др.

Особенности :

- меловые и юрские отложения местами размыты ;
- хемогенная толща нижней перми достигает мощности 250 м ;
- большие мощности каменноугольных отложений - тысячи метров.

1.1.8. Северная зона мелкой складчатости Донбасса - седьмой (7) разрез, Северо-Донецкий нефтегазоносный район. Разведочные площади : Буденновская, Лобачевско-Кондрашевская, Муратовская, Надеждинская, Шандровская и др.

Особенности :

- отложения перми отсутствуют ;
- на единичных площадях сохранились образования мезозоя (К, J, Т), несогласно залегающие на каменноугольных отложениях ;
- отложения верхнего карбона на ряде площадей размыты ;
- большие мощности нижнего и среднего карбона - тысячи метров.

Таким образом, типовые разрезы отличаются между собой по месторасположению в тектоническом отношении районов, для которых они составлены, литологическим особенностям, мощностям и глубинам залегания стратиграфических комплексов, что обуславливает их различные геолого-технологические условия бурения скважин.

В Предкарпатье по литологическим признакам с учетом геологического строения и условий бурения можно выделить шесть геологических разрезов. Они приурочены к определенным нефтегазоносным

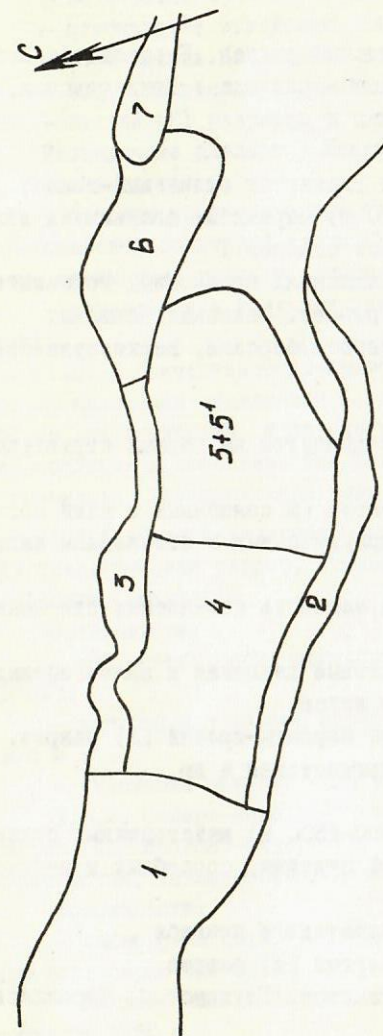


Рис.1. Схема Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области

1 - северо-западная часть ; 2 - юго-западная прибортовая часть ; 3 - северо-восточная прибортовая часть ; 4 - центральная часть грабена ; 5-5' - юго-восточная часть, солонкуполюные структуры ; 6 - северо-западная окраина Донбасса ; 7 - северная зона мелкой складчатости Донбасса.

районам в соответствии с районированием Карпатского региона.

Ниже приводятся особенности этих районов.

1.2. Внутренняя зона Предкарпатского прогиба (Бориславско-Покутская зона).

1.2.1. Первый (1) геологический разрез, Бориславско-Покутская зона. Основные нефтегазоносные площади: Рожнятовская, Луковецкая, Манявская, Блажевская и др.

Особенности:

- большая толща соленосных глинистых отложений-молас;
- большая мощность (до 1000 м) перемятых поляничских отложений во втором структурном ярусе складок;
- наличие в менилиговых отложениях водоносных горизонтов.

1.2.2. Второй (2) типовой разрез. Основные площади:

Семигиновская, Завода, Старосамборская, Верхнелукваская, Богровская.

Особенности:

- наличие Скибовой зоны, надвинутой на первый структурный ярус складок;
- наличие открытых резервуаров (и связанных с ними поглощений промысловой жидкости), приуроченных к отложениям надвига (Скибовая зона);
- отсутствие или небольшая мощность соленосных отложений в поднадвиговых структурах;
- характерные высокие пластовые давления в палеогеновых отложениях второго структурного яруса.

1.2.3. Покутско-Буковинские Карпаты-третий (3) разрез.

Площади: Лопушная, Бергометская и др.

Особенности:

- наличие мощной толщи (1000-1500 м) неустойчивых соленосных отложений миоцена Самборской подзоны, способных к набуханию и сужению ствола скважин.

1.2.4. Внешняя зона Предкарпатского прогиба.

Северо-западная часть-четвертый (4) разрез.

Площади: Майничская, Задужанская, Глуховская, Каролинская.

Особенности:

- наличие перемятых соленосных отложений стебникской свиты мощностью до 500-1800 м;
- мощная толща сарматских отложений, представленных глинисто-песчанистыми разностями;

- аномально-высокие пластовые давления в сармате.

1.2.5. Центральная часть Внешней зоны - пятый (5) тип разреза, объединяющий основные площади: Грушевскую, Опары, Кохановскую и др.

Особенности:

- стебникские отложения, слабо соленосные;
- возможность поглощения в стебнике.

1.2.6. Юго-восточная часть Внешней зоны Предкарпатского прогиба - шестой (6) разрез.

Разведочные площади: Ласговецкая, Глыбовская и др.

Особенности:

- большая мощность слабо соленосных отложений стебникской+воротыщенской+балычской свиты (2600-3100 м), представленных мягкими, перематыми глинами, конгломератами;
- поглощения в пределах верхнемеловых отложений (сангонский ярус).

1.3. В Причерноморско-Крымской (Южно-Украинской) нефтегазоносной провинции выделяется пять районов, отличающихся между собой по тектоническим и литолого-стратиграфическим признакам. Для них составлены геологические разрезы (рис.3). Ниже приводятся особенности геологических разрезов этих районов.

1.3.1. Северо-западная часть акватории Черного моря первый (1) геологический разрез. Основные разведочные площади: Галицына, Сельского, Шмидта.

Особенности:

- майкопская серия мощностью 900 м представлена глинами (100%);
- верхний мел сложен известняками (100%) общей мощностью 1900 м;
- отложения нижнего мела залегают на глубине 4100 м.

1.3.2. Северо-западная часть Равнинного Крыма - второй (2) разрез (Каркинитско-Северо-Крымская впадина). Основные площади: Борисовская, Татьяновская, Ильинская.

Особенности:

- майкопская серия сложена глинами (80%) и алевролитами (20%), мощность серии 900 м;
- верхний мел представлен известняками (80%) и мергелями (20%), мощность 2250 м;

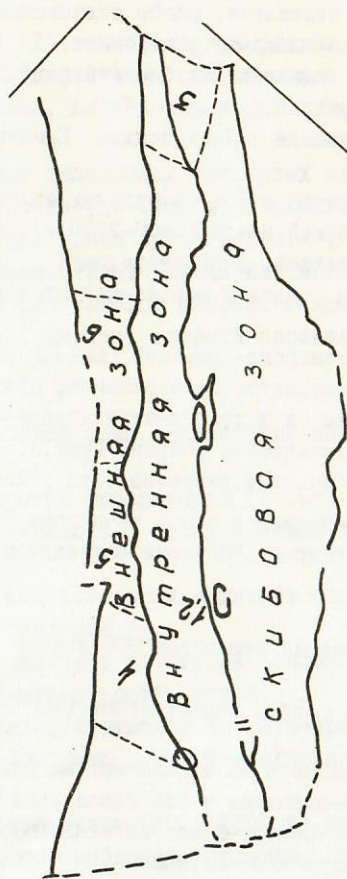


Рис.2. Схема Предкарпатской нефтегазоносной области

1,2 - Внутренняя зона; 3 - Покутско-Буковинские Карпаты;
4 - север-западная часть Внешней зоны; 5 - центральная часть
Внешней зоны; 6 - юго-восточная часть Внешней зоны

- нижнемеловые отложения залегают на глубине 4000 м.

Как видно, геологические разрезы I и 2 по литолого-стратиграфической характеристике очень близки, но первый относится к акватории Черного моря, второй - к Тарханкутскому полуострову.

I.3.3. Индоло-Кубанский прогиб (акватория Азовского моря) - третий (3) разрез. Площади : Северо-Керченская, Южно-Сивашская.

Мощность неогеновых отложений превышает 2000 м, представлены они в основном песчано-глинистыми отложениями.

I.3.4. Индоло-Кубанский прогиб (Керченский полуостров) - третий с штрихом (3') разрез. Основные площади : Фонтановская, Горностаевская, Булганакская.

Мощность майкопской серии 2800 м, представлена она, в основном, глинами, в низах - пропластками песчаника. Глубина залегания нижнемеловых отложений 3700 м.

I.3.5. Предбурджинский (палеозойский) прогиб - четвертый (4) разрез. Площади : Саратовская, Балабановская, Старо-Траяновская, Лиманская.

Общая мощность мезокайнозой 1000 м, отложения триаса размыты; с глубины 1000 м развиты палеозойские отложения: Р, С, Д. Палеозой - терригенно-карбонатный, в пермских отложениях пласты ангидридов и доломитов.

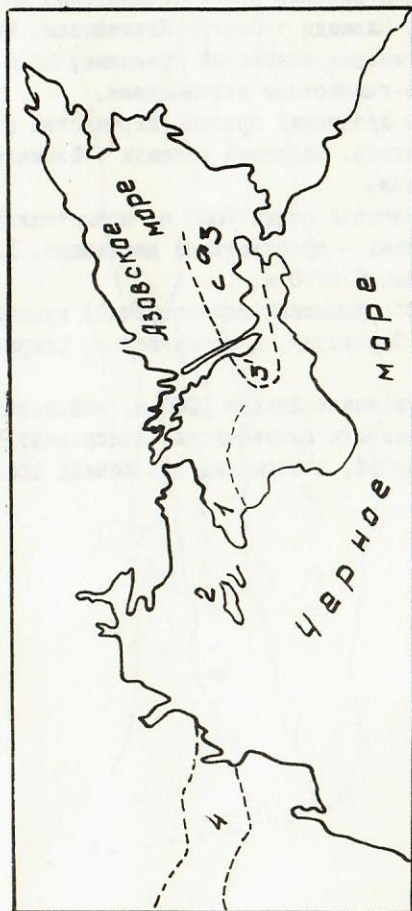


Рис.3. Схема Причерноморско-Крымской нефтегазовой провинции

1 - северо-западная часть Равнинного Крыма; 2 - северо-западная часть акватории Черного моря; 3 - Индоло-Кубанский прогиб (акватория Азовского моря); 3' - Индоло-Кубанский прогиб (Керченский полуостров); 4 - Преддонецкий прогиб

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ НЕФТЕ-ГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Тресты : Полтаванефтегазразведка
Харьковнефтегазразведка
Черниговнефтегазразведка

Северо-западная часть

(1-й геологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литоология	Содержание глинистых разностей, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкм ²	Продуктивный горизонт	Пластовое давление, МПа	Температура, °С	Угол падения, град	Общая минерализация пластовых вод, г/л
1000	K ₂	260		Г-15 П-70 К-15	1,80-2,00					0	
	K ₂				1,75-2,15			10-10,5		1	
	K ₁	500			1,94				25		
	J ₃			Г-10-90 П-10-85	2,05-					2	
	J ₂	400		К-10-90	2,30			15-16		3	120-207
2000	T	330							40		
	P ₂	100					P ₁			4	
	P ₂ док	350									
	P ₂ тер										
	C ₃	200		Г-20-60 П-15-60	2,20-		C ₃				125-250
3000	C ₂ ^м			К-А-15-35	2,88		C ₂	25-26	60	5	
	C ₂ ^д	600		С-25-85							
	C ₁ ^в			Г-70-75 П-16-20 К-8-10	2,40-2,65	0,273 0,183-0,211	Н-8-9 В-13-22 В-15 В-26	30-35		6	120-275
	C ₁ ^г	700				0,030-0,200	T ₄		90		
	C ₁ ^д			Г-15-40 П-40-70 К-10-16	2,55-2,67			41		7	
4000	D ₃	600						45		8	
	D ₃	200							110	10	275-325
	D ₃	700		Г-10-50 П-10-70 К-10-15 С-15-70	2,55-2,67			45-48			
	D ₃	500						50	150	12	
	D ₃	600		Г-30-70 П-20-40 К-5-30	2,65				160		

площади типа Бережовской, Августовской, Седневской, Софиевской, Ярошевской

Осложняющие	Осложняющие типы растворов	Материалы, применяемые при	Относительная влажность, %	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				P, г/см ³	T, °С	СНС _{1/10} , мг/см ²	B, см ³	КСК	рН Са ⁺⁺ , мг/л	
Полощущие	Глинистые	Гликопорошок Пушр	8-10 2-3	1,10 1,14	35-50	20-30 40-60	8-10	0,10-0,30	7-8	
	1. Состоятельный глинистый	КСБ (ФХЛС) нефть сульфатная	2-5 2-4 5-7 0,05-0,10	1,10 1,14	35-50	20-30 40-50	5-8	0,10-0,30	7	
	2. Глинисто-меловой	КСБ крахмал-слюда нефть	30 1-2 1,0-1,5 10-15	1,26-1,38	40-60	20-40 40-60	5-6	0,10-0,30	7	
	3. Утяжеленный глинистый	Крашмал-слюда нефть сульфатная барит	1,5-2,0 1,0-1,5 8-10 0,05-0,10	1,35-1,50	40-60	20-30 40-60	3-5	0,10-0,30	6-7	
	4. Солеводный на основе MgSe ₂	Крашмал извести битум	1,5-2,0 3-5 0,4-0,1	1,35-1,50	35-60	15-20 30-40	3-5	0,10-0,30	6-7	
Осыпи	1. ВКР (соленость 5-8°)	КСБ СаSe ₂ нефть СМАД	8-10 2-3 7-10 1	1,26-1,38	50-60	20-50 40-80	4-6	0,10-0,25	7-8 3000-5000	
	2. СНЭГР	КСБ СаSe ₂ нефть СМАД	8-10 2-3 7-10 1 1,5-2	1,26-1,38	45-50	20-40 40-60	4-6	0,10-0,25	6-7	
Течение солей, газопроводящие	1. Глинисто-меловой	КСБ крахмал (КСБ) хромик нефть слюда	30 1,5-2 8-10 0,05-0,1 5-7 1,5-2	1,35-1,50	40-50	20-40 40-60	4-5	0,1-0,25	6-7	1. ИБР
	2. Глинисто-меловой	КСБ ГГР №2 СО ₃ нефть СМАД	30 2-3 0,5-1 5-7 1-2	1,35-1,50	40-50	20-40 40-60	4-5	0,1-0,25	6-7	2. Глинисто-меловой
										3. Гипок-терпеновые полимеры

* Для вскрытия продуктивных горизонтов

Юго-западная прибортовая зона
и центральная часть грабена

(2-й, 4-й геологический разрез)

Глубина, м	2-й разрез		4-й разрез		Мощность, м	Содержание литологич. разностей, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость м.д.р.	Продуктив- ность горизонте	Пастбище важные МПа	Температура, °С	Угол падения, град	Однородность распределе- ния г/л
	Стратиграфия	Лито- логич.	Стратиграфия	Лито- логич.									
200	К ₂	К ₂	К ₂	К ₂	140	Г-45	1,80				20	1	
	Ж ₂₊₃	Ж ₂₊₃	Ж ₂₊₃	Ж ₂₊₃	210	П-55	200						
	Т	Т	Т	Т	360	Г-5-50							
1000	Р ₂	Р ₂	Р ₂	Р ₂	440	П-10-40					30	2-8	157-190
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	430	К-5-85					40		
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	150						60		
2000	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	200						70	7-20	83-205
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	1000	Г-40-80					80		
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	420	П-20-50					90	9-27	100-248
3000	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	420	К-5-10					130-150	20-40	134-163
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	1500	Г-20-80							
4000	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	500	П-7-30							
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	950	К-10-50							
5000	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	2000								
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	1500								
6000	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	950	Г-40-80							
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	950	П-7-30							
	С ₂	С ₂	С ₂	С ₂	950	К-10-50							

Площади типа Богатойской, Гадячской,
Руденковской, Солоховской

Осложне- ние	Основные типы растворов	Материалы, химический анализ	Оптималь- ная реакция, %	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				Р, г/см ³	Т, °С	СНС, г/см ³	В, см ³	КСХ, г/см ³	рН С ₂ , г/л	
Поглоще- ние	Глини- стые	Глини- стые ПЩР	2-3	1,10-1,14	40-50	20-30	8-10	0,10-0,30	7-8	Прямая эмуль- сия
			2-3	1,16-1,26	30-60	15-20	4-6	0,10-0,30	7-8	
			5-8			30-40				
	2. Ферро- акриловый	Гипан FeSO ₄ нефть сульфоксид	5-7			0-5				
			0,15-0,25			10-20	5-6	0,10-0,30	7-8	
			7-10	1,10-1,18	20-30					
Газопроводящие, осыпи	3. Ферро- калийный	КССБ КМЦ КСЕ FeSO ₄ нефть сульфоксид	8-10			10-20				ИБР
			0,2-0,3			20-35	5-6	0,10-0,30	7-8	
			1-3	1,08-1,18	20-35					
	1. ВКР	КССБ CaCl ₂ смола Ca(OH) ₂ хромит нефть сульфоксид барит	10-15			10-20				
			2-3			30-50	3-5	0,10-0,25	7-8	
			1-2	1,50-2,20	35-60					
То же	2. Ферро- сульфатный	КССБ Ca(OH) ₂ FeSO ₄ смола хромит нефть	10-15			20-40				ИБР
			1-2			30-60	3-6	0,10-0,25	7-8	
			3-5	1,50-2,20	35-50					
	То же	То же	10-15			20-40				
			1-2			30-60	3-6	0,10-0,25	7-8	
			3-5	1,50-2,20	35-50					

Северо-восточная прибортовая часть впадины и
Северо-западная окраина Донбасса (3-й, 6-й геологический разрез)

Глубина, м	3-й разрез		6-й разрез		Мощность, м	Содержание литологических разностей, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкм ²	Продуктивный горизонт	Пастовое давление, МПа	Температура, °C	Угол падения, град	Общая минерализация, г/л
	Стратиграфия	Лито-логия	Стратиграфия	Лито-логия									
1000	К ₂	К ₂ + К ₁	К ₂	К ₂	350	Г-40 П-60	1,60 2,15				20	1	
					350	Г-5-70 П-10-50	1,80				30		
					450	К-5-85 А-10	2,40				40	2	100-133
					530	Г-10-85 П-10-50	2,35				50	3	
					530	К-2 С-40-50	2,70				65	5	115-206
					560	П-44-86 П-14-56	2,40				80	7	
					560	К-0-5					90	10	115-245
					560						120		
					560						130		
					560						140		
					560						160		
					560						180		
					560						200		
					560						220		
					560						240		
					560						260		
					560						280		
					560						300		
					560						320		
					560						340		
					560						360		
					560						380		
					560						400		
					560						420		
					560						440		
					560						460		
					560						480		
					560						500		
					560						520		
					560						540		
					560						560		
					560						580		
					560						600		
					560						620		
					560						640		
					560						660		
					560						680		
					560						700		
					560						720		
					560						740		
					560						760		
					560						780		
					560						800		
					560						820		
					560						840		
					560						860		
					560						880		
					560						900		
					560						920		
					560						940		
					560						960		
					560						980		
					560						1000		

Площади типа Анастасьевской, Волоховской,
Высокопольской, Спиваковской

Осложне- ния	Осложне- тия растворов	Матери- алы, тем- перату- ра	Оптималь- ная реакция	Параметры раствора					Другие важные растворы
				Р, г/см ³	Т, °C	СНС %, мг/см ³	В, см ³	КСК	
Погло- щение	Глики- стии	Гликопо- рошок ПУЦР	8-10 2-3	1,06- 1,12	40-50	15-20 / 30-40	10- 15	8	
	Естест- венный меловой	КМЦ (ПУЦР) нефть сульфатная вода	0,5-10 1-3 7-8 0,05-0,10	1,20- 1,24	25-40	15-20 / 30-40	0,10- 0,30	7-8	
	1. Естест- венный глинистый	КССБ (ФХЛС). нефть сульфатная	5-8 2-3 7-10 0,05-0,10	1,12- 1,14	25-40	15-20 / 30-40	0,10- 0,30	7-8	Ферро- калийевый
	2 Ферро- акрило- вый	Гипан FeSO ₄ нефть СМАД сульфатная	5-7 0,15-0,25 7-10 1 0,05-0,10	1,08- 1,14	20-30	5-10 / 10-20	0,10- 0,30	6-7	Состав, %: КССБ 5-10, КСБ 1-3, FeSO ₄ 1-2, нефть 8-10
	3. Естест- венный глинистый (при входе в соль)	NaCl ГГР (КССБ, крахмал) нефть СМАД	15-20 2-3 5-8 1-2 5-8 1-2	1,20- 1,26	35-40	15-20 / 30-40	0,10- 0,30	6-7	
	1. МВКР	КССБ ФХЛС CaCl ₂ FeSO ₄ хромик соль нефть сульфатная	5-8 5-6 2-3 0,5-1,0 0,01-0,10 1,5-2,0 7-10 0,05-0,10	1,26- 1,66	35-60	20-40 / 40-80	3-6 0,10- 0,25	7-8 3000- 5000	
Осыпи, газопроводление	2. Полимер- натриевый	Гипан NaCl нефть хромик	15 7 8-10 0,05-0,10	1,26- 1,66	35-50	15-30 / 30-60	3-6 0,10- 0,25	7-9	ЦБР
	6-й разрез с 3500 м Калиевый	КССБ КМЦ КСБ КОН нефть хромик	10-12 1,0-1,5 5-7 0,1-0,2 8-10 0,05-0,10	1,26- 1,66	35-50	20-40 / 40-60	3-6 0,10- 0,25	8-9	

Юго-восточная часть

(5-й геологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литология	Содержание литологических элементов, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкм ²	Продуктивный горизонт	Пастовое давление, МПа	Температура, °С	Удельная вязкость, град	Общая минерализация растворов, г/л
200	Мелкая Юрская	180	Г-50-50	1,85						0	
	К ₂										
	К ₁	450									
1000	Верхний Юрский		Г-10-65 П-15-90 К-5-90	2,00-2,30					25	2	
	Юрская	800									100-207
	Триасовая	450	Г-50-65 П-30-45 К-5-10	2,40			Т	23		3	125-250
2000	Р ₂	400			0,500				65-75		
3000	Пермская		Г-10-40 П-0 К-А-25-40 С-25-65	2,20-2,90	0,005		П-1,2,3	П-1,2,35 П-22,41-48	80	4-5	120-275
	Нижний Р ₁										
	Р ₁ хв.										
4000	Р ₁ тер.	700			0,020		Р ₁ ^{кт}	Р ₁ ^{кт} 32-38	105	5-7	
	Каменноугольная		Г-35-85 П-10-65 К-1-11	2,40-2,50			К-2,3,4	К-2,3; 39-49	145	6-8	275-325
5000	Верхний С ₃	1000					К-4	К-4; 45		7-10	
	Средний С ₂	1200	Г-60-75 П-20-30 К-5-10	2,55-2,60	0,015		М-1-6	М-3-6; 53-57	170	5-12	
6000											

Площади типа Восточно-Полтавской, Восточно-Медведовской, Западно-Машевской, Ефремовской

Осложне- ния	Основне типы растворов	Материалы хим. состав- ты	Оптималь- ная тем- пература, °C	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ , г/см ³	T, °C	СНС _{1/10} , мг/см ²	V, см ³	КСК	pH Ca ⁺⁺ , мг/л	
Погло- щение	Глинистый	Глико- порошок ПУЦР	8-10 2-3	1,12- 1,16	35-50	20-30 40-60	8-10	0,10- 0,30	7-8	
	1. Есте- ственный глинистый	ПУЦР (КССБ) нефть сульфонат вода	2-3 2-3 5-7 0,05-0,10	1,12- 1,18	35-50	20-30 40-50	5-8	0,10- 0,30	8	Ферро- хлориды состав, %: КССБ 8-10, КМЦ 0,25- 0,30, КСБ 1-3, FeSO ₄ 1-2, нефть 7-10, сульфонат 0,05-0,10, дисольван 0,05-0,10
	2. Ферро- акрило- вый	Гипан FeSO ₄ нефть сульфо- нат (дисоль- ван)	5-7 0,15-0,25 7-10 0,05-0,10 0,05-0,10	1,10- 1,18	20-30	0-5 10-20	5-6	0,10- 0,30	6-7	
Каверны, пластическое течение солей калия и магния	1. Утяже- ленный глинистый	Крахмал смола нефть сульфонат барит	1,5-2,0 1,0-1,5 8-10 0,05-0,10	1,56- 1,66	40-60	20-30 40-60	3-5	0,10- 0,30	5-7	УБР
	2. Соле- гелевый на оскобе MgCl ₂	Известь крахмал битум	3-5 1,5-2,0 0,4-1,0	1,60- 1,66	35-80	15-20 30-40	3-5	0,10- 0,30	6-7	
Осыпи	1. ВКР	КМЦ КССБ CaCl ₂ FeSO ₄ смола хромик нефть сульфо- нат	0,3-0,5 8-10 2-3 0,5-1,0 1,5-2,0 0,05-0,10 7-10 0,05-0,10	1,25- 1,30	50-60	30-50 60-80	4-6	0,10- 0,25	6-7	
	2. Ферро- сульфат- ный	КССБ FeSO ₄ известь хромик нефть СМАД	8-10 3-5 1-2 0,05-0,10 7-10 1	1,25- 1,30	50-60	30-50 60-80	4-8	0,10- 0,30	6-7	СНЭГР УБР

Юго-восточная часть,
соляно-купольные структуры (5'-й геологический разрез)

[illegible]

Площади типа Алексеевской,
Ново-Украинской, Чутовской

Осложне- ния	Основные типы растворов	Материалы, химреакен- ты	Оптималь- ная реактура, °C	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ , г/см ³	T , °C	$\text{CHC}_{1/10}$ мг/см ²	B , см ³	КСК	$\frac{\rho H}{Ca^{++}}$ г/л	
Погло- щение	Глики- стыи	Гликопо- рошок Пущр	8-10 1-2		30-50	$\frac{20-30}{40-60}$	8-10	$\frac{0,10-}{0,30}$	7-8	
Сужение ствола	1. НЭГР	NaCl крахмал КССБ нефть СМАД глико- порошок	30 2-3 5-8 5-8 1-2 10-15	1,24- 1,26	30-50	$\frac{10-15}{20-30}$	10- 15	$\frac{0,10-}{0,30}$	6-7	Струк- туриро- ванные глики- стыи
	2. Соле- гидроге- левый	FeSO ₄ крахмал известь NaOH битум нефть	10-15 1-2 3-5 1-3 0,4-1,0 8-10	1,24- 1,26	35-60	$\frac{10-30}{20-50}$	8-10	$\frac{0,10-}{0,30}$	6-7	
	3. СНЭГР	NaCl крахмал смола нефть СМАД	30 1-2 3-5 8-10 1-2	1,40- 1,46	35-60	$\frac{10-30}{20-50}$	8-10	$\frac{0,10-}{0,30}$	6-7	
Нефтепроявление, осыпи	1. ВКР (соленость 8-10°)	КССБ КМЦ CaCl ₂ нефть сульфо- кол хромлик	10-15 0,3 2-3 7-10 0,05-0,10 0,01-0,10	1,20- 1,25	30-60	$\frac{20-50}{40-80}$	4-6	$\frac{0,10-}{0,30}$	7-8 — 3000- 5000	СНЭГР
	2. Натри- евый	КССБ NaCl нефть хромлик	20 7 7-10 0,01-0,10	1,20- 1,25	30-60	$\frac{20-50}{40-80}$	4-6	$\frac{0,10-}{0,30}$	7-8 — 3000- 5000	

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литолевель	Содержание органических веществ, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мД	Продуктивный горизонт	Пластовое давление, МПа	Температура, °C	Удельная вязкость, сПз	Объемная концентрация пластинчатых фибр, г/л
1000	K ₂	60		Г-50-70 К-5-70	2,2	0,002-0,005			25	10-20	
	M ₂	150		Г-50-65 П-32-95 К-5-10							
	Верхний C ₃	350			2,45	0,002	I II III IV V VI VII VIII IX		40	10-25	76-143
	C ₂			Г-50-54							
	C ₂			П-37							
	C ₂			К-10-15							
	C ₂										
	C ₂										
	C ₂										
	C ₂										
	C ₂										
	C ₂										
2000	Средний C ₁				2,50	0,002			90	10-28	
	C ₁			Г-10-20							
	C ₁			П-10-30							
	C ₁			К-50-80							
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
3000	Нижний C ₁				2,6	0,001			100	12-14	110-186
	C ₁			Г-15-48							
	C ₁			П-15-28							
	C ₁			К-26-70							
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
4000	Визейский C ₁				2,65				130	12-14	
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
5300	Н				2,65				150	12-14	
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
5500	Н				2,65				160	12-14	
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										
	C ₁										

Осложнения	Основные типы растворов	Материал химре-агенты	Оптимальная концентрация, %	Параметры раствора					Другие важные растворы
				ρ, г/см ³	T, °C	СНС _{1/10} , мг/см ²	В, см ³	КСК	ρН ₂ SO ₄ , мг/л
Поглощения	Глинистые	Глинопорошок ПУЩР	10-15 2-3	1,06-1,12	40-50	10-20 20-40	8-10	0,10-0,30	7-8
		ПУЩР (КССБ)	2 5-8 3-5 5-7 0,05-0,10	1,16-1,20	35-60	10-20 20-40	4-6	0,10-0,30	7-8 2000
	2. Ферроакриловый	Гипак FeSO ₄ нефть сульфокон	5-7 0,5-1,0 7-10 0,05-0,40	1,10-1,16	20-35	10-20 20-40	4-6	0,10-0,30	7-8
		ПУЩР КМЦ нефть сульфокон мел	2-3 0,2-0,5 5-8 0,05-0,10 15-20	1,16-1,26	35-50	10-20 20-40	4-6	0,10-0,30	7-8 2000-3000
	1. ВКР	КССБ FeSO ₄ СаС ₂ СаОН ₂ хромник нефть сульфокон	10-12 0,5-1,0 0,2-3 0,1-0,3 0,01-0,10 7-40 0,05-0,10	1,25-1,35	40-60	15-20 30-40	3-5	0,10-0,30	7-8 2500-5000
		То же п.1 + смола	1,5-2,0	1,25-1,35	35-50	15-20 30-40	3-5	0,10-0,30	6-7 2500-5000
	3. Ферросульфатный	КССБ FeSO ₄ хромник Са(ОН) ₂ нефть СМЛД	8-10 3-5 0,05-0,10 1-2 7-10 1-2	1,25-1,35	35-50	15-20 30-40	3-5	0,10-0,30	6-7 2000
		То же п.1 + ФХЛС КМЦ	5-6 1,0-1,5	1,35-1,60	30-50 40-60	20-30 40-60	3-4	0,10-0,25	Полимернатриевый
	1. ВКР	То же п.1 + ФХЛС КМЦ	5-6 1,0-1,5	1,35-1,60	30-50 40-60	20-30 40-60	3-4	0,10-0,25	Полимернатриевый
		Битум диатопливо известня сульфокон барит СМЛД	1,4-2,0 40-45 25-30 2% от барита 2-5	1,35-1,60	100-250	20-40 40-60	0-0,5		Состав, %: гипак 15, NaCl 7, нефть 8-10, хромник 0,05-0,10

Раствор с малым содержанием твердой фазы (РМСТФ) с гипаком, метасоля

Калиевый Состав, %:

КСБ 10-12, КМЦ 10-1,5, КСР 5-7, КОН 0,1-0,2, нефть 8-10, хромник 0,05-0,10

Кроме технологических карт буровых растворов (по отдельным геологическим разрезам), приводятся обоснования некоторых предложенных рецептур и рекомендации по обработке растворов при вскрытии продуктивных горизонтов, разбуривании цементных стоек, а также по предотвращению коррозии легкосплавных буровых труб.

По литолого-стратиграфическим особенностям во всех вскрываемых разрезах можно выделить несколько зон, для бурения которых рекомендуются определенные типы буровых растворов.

При прохождении юрско-триасовых глинистых отложений и верхней перми следует использовать естественные глинистые растворы с обработкой порошкообразным углекислым реагентом (ПУЩР). В геологических разрезах, где ожидается одновременное вскрытие хемогенных отложений, вести обработку КССБ (ФХС) с КМЦ.

Для увеличения скоростей бурения в мягких породах и предупреждения сальникообразования рекомендуются растворы:

- на углеводородной основе - гидрофобно-эмульсионный буровой раствор (ГЭБР);
- на водной основе - раствор с малым содержанием твердой фазы (РМСТФ), разновидностью которого являются феррогуматный (ФГР) и прямые эмульсии.

При бурении соленосных толщ перми, представленных каменной солью с чередованием пропластков ангидрита, засоленных глин, а также штоковой каменной соли девона (до глубины 3000 м) применять насыщенные соленые глинистые растворы с обработкой крахмалом в сочетании с КССБ, КМЦ, смолами при поддержании нефти (8-10%) и СМАДа (2-3%).

Для этих растворов эффективные реагенты - гипаногуматный и опробованный в последнее время герпен-акриловый. Хорошие результаты получены при использовании растворов с конденсированной твердой фазой - солетелевых (СТР) на основе сернокислого железа или естественного хлорида магния при наличии пропластков бишофита. Лучший реагент для этих растворов - крахмал в сочетании с КМЦ и КССБ. Утяжелять растворы необходимо не менее чем до 1,6 г/см³ в зависимости от глубины залегания и мощности пропластков бишофита.

Для предупреждения кавернообразования при бурении бишофитов одним из наиболее эффективных является известково-битумный раствор (ИБР). Отличие ИБР от глинистых растворов заключается в том, что внешняя фаза его - углеводородная среда.

Хемогенные отложения девона с глубины 3500-4000 м, представляющие прослоями каменной соли с засоленными глинами, известняками, песчаниками, следует проходить с промывкой утяжеленным глинисто-меловым буровым раствором, стабилизированным крахмалом с КССБ или ГТР, в особо сложных условиях (АВЦ, АВТ, течение пород, осипы) применять ИБР.

При бурении неустойчивых отложений среднего и нижнего карбона, сложенных аргиллитами и песчаниками, необходимо использовать ингибированные системы, в частности, испытанный многолетней практикой высококальциевый раствор, стабилизированный КССБ. В условиях повышенных температур рациональна комбинированная обработка КССБ и ФХС или КМЦ-500,600. При включении значительных глинистых пропластков рекомендуется известкование, обеспечивающее снижение вязкости и СНС раствора. Эффективным для этих условий является ферросульфатный буровой раствор (ФСБР), в котором в качестве ингибирующей добавки используется отход химической промышленности - сернокислое железо (2-3%). ФСБР отличается более низкими структурно-механическими свойствами благодаря флокулирующему действию железа. Поддержание pH достигается известью (1-2%). Реагенты-стабилизаторы, обработка, регулирование параметров в процессе бурения аналогичны ВКР.

Учитывая опыт других районов страны, рекомендуется к испытанию калиевый раствор, который обеспечивает упрочнение аргиллитов путем химического закрепления с изменением минералогической природы этих пород. Раствор содержит 2-3% хлористого калия. В качестве реагентов-стабилизаторов применяются КССБ (10-15%), КМЦ (1-1,5%), а также ФХС и полимеры акрилового ряда.

Ингибирующее действие оказывает раствор, приготовленный на основе отходов хлорной металлургии, содержащих соли калия и магния. В состав раствора входит 3-5% отходов.

Для предупреждения температурного загустевания во все ингибированные растворы необходимо добавлять хромпик: в пределах температур до 140° - 0,01-0,05%, до 180° - 0,05-0,1%. Возможно также использование щелочных отходов производства перманганата калия в количестве 0,5 - 1,0%.

При бурении в особо сложных условиях, характеризующихся осипами, обвалами и кавернообразованием, когда необходимо полностью исключить взаимодействие фильтратов водных растворов с проходными породами, следует применять известково-битумный раствор. В качестве пара-

метра, характеризующего смазывающую способность раствора, предлагается коэффициент сдвига фильтрационной корки (КСК), значение которого не должно превышать 0,25-0,30. Для поддержания КСК в норме рекомендуется обработка бурового раствора нефтью, СМАДом и сульфоновом в различных сочетаниях.

Своевременная обработка раствора смазочными добавками обеспечивает подготовку ствола скважины к спуску колонны. Непосредственно перед спуском для достижения минимальных значений КСК и формирования рыхлой корки в раствор необходимо дополнительно ввести 5-10% нефти и 1-1,5% графита.

Для проведения гидравлических расчетов в процессе бурения необходимо периодически замерять реологические показатели бурового раствора на приборе ВСН-3. По предварительным данным, оптимальные значения должны составлять: пластическая вязкость 20-50 спз, динамическое напряжение сдвига 50-120 дин/см². При спуске колонны с малыми зазорами к этим показателям предъявляются более строгие требования.

При вскрытии продуктивных горизонтов максимальное сохранение их проницаемости достигается применением буровых растворов на углеводородной основе, а из растворов на водной основе - СНЭГРа. При бурении на других растворах их необходимо обрабатывать лесохимическими (природными) смолами (1-2%) или поверхностными веществами. Обязательное условие использования лесохимических продуктов - совместный ввод их с нефтью. Выбор ПАВ должен производиться в строгом соотношении с конкретными геологическими условиями.

Для вскрытия нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений рекомендуется применять анионоактивные ПАВ типа сульфоната. Не следует обрабатывать сульфоновым растворами, приготовленные из монтмориллонитовых глин, ввиду полной его адсорбции на глинистой фазе. Для предупреждения высаливания сульфоната в растворах с минерализацией свыше 12% проводится его обессоливание путем добавки 2% поваренной соли. Оптимальная добавка сульфоната к пресным растворам 0,3-0,6%.

Для предотвращения коагуляции сульфоната в присутствии polyvalentных ионов и в минерализованных растворах рекомендуется совместный ввод сульфоната и ОП-7 в соотношении 1 : 1. Наилучший эффект достигается при вводе в раствор природных смол и поверхностно-активных веществ в количестве соответственно 1-2% и

0,1-0,2%.

Для вскрытия нижнекаменноугольных и девонских отложений следует применять солеустойчивые неионогенные ПАВ типа ОП-7 (ОП-10, ОЖК и др.) или катионоактивные ПАВ типа катапина, а также комбинированный ввод неионогенных и анионоактивных ПАВ. Оптимальная добавка неионогенных ПАВ составляет 0,3-0,6%, катионоактивных 0,1-0,2%, при комбинированном вводе неионогенных и анионоактивных ПАВ соответственно 0,2-0,3% и 0,18-0,2%. Наиболее эффективен одновременный ввод в раствор природных смол и указанных ПАВ в количестве соответственно 1-3% и 0,1-0,63%.

Для контроля свойств буровых растворов, характеризующих их влияние на сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов, необходимо замерять поверхностное натяжение фильтра. Поверхностное натяжение фильтратов растворов на водной основе должно быть на границе с воздухом не более 25 эрг/см² и на границе с керосином не более 16 эрг/см².

Вопрос вскрытия продуктивных горизонтов более детально изложен в рекомендациях, разработанных ЧО УкрНИГРИ (см. прил. I).

При разбуривании цементных стаканов проводить соответствующую обработку бурового раствора сернокислым железом или омыленными природными смолами. Оптимальная добавка сернокислого железа составляет 1-6 весовых процентов в зависимости от высоты цементного стакана; омыленную смолу (КОС, сырую сосновую смолу марки В) необходимо добавлять в количестве 1-2 объемных процента. В качестве реагентов-стабилизаторов используются КССБ (ФХЛС), КМЦ, крахмал. Обработка сернокислым железом и смолами проводится перед разбуриванием цементного стакана, а также во время его. Сернокислое железо вводится в буровой раствор в сухом виде через ФСМ или в виде 20%-ного водного раствора.

Смола, предварительно омыленная в глиномешалке или АППЖ, перекачивается в дозировочную емкость и вводится в циркулирующий раствор. Омыление смолы производится 20%-ным водным раствором каустической соды в количестве 2-3% от ее объема. Смола предварительно смешивается с нефтью в соотношении 2 : 1.

При бурении с применением легкосплавных труб для предотвращения их коррозии рекомендуется обработка бурового раствора специальными добавками - ингибиторами коррозии. В качестве таких ингибиторов могут быть использованы щелочные отходы производства дизтопли-

ва (ЩОД), предложенные УкртупроНИИнефть, реагент ДС на основе продуктов лесохимии, разработанной ЧО УкрНИГРИ, и поверхностно-активные вещества КЖ, АНПО и АНП-2.

ЩОД применять для предотвращения коррозии ЛБТ в среде высокоминерализованных и щелочных буровых растворов. Оптимальная концентрация ингибитора 2-3%.

Ингибитор ДС, представляющий собой смесь сырой нефти (60%), смолы (30%) и хромпика (10%, в виде 20%-ного раствора), эффективен при введении в минерализованные и высококальциевые растворы. В буровые растворы типа ВКР ингибитор ДС вводится в количестве 0,6-1,5%. Повторная обработка проводится через 20-25 сут. в количестве 0,5-0,8%. В неутяжеленные минерализованные (по *Nall*) растворы рекомендуется добавка ДС в количестве 2-2,5%, а на повторную обработку 0,6-1,0%.

Для снижения коррозионной активности утяжеленных высокоминерализованных растворов с наличием щелочно-земельных металлов (бишофит, карналлит) или с pH выше 9 необходимо проводить комбинированное ингибирование : вводить ДС 2-2,5% ;

КЖ или АНПО или АНП-2 0,1-0,2%.

При обработке буровых растворов указанными ингибиторами следует руководствоваться рекомендациями ЧО УкрНИГРИ "Ингибитор коррозии легкосплавных и стальных труб".

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ПРИКАРПАТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

г-рест Львовнефтегазразведка

(1-й геологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литография	Содержание металлов, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, м.к.м. 2	Продуктивный горизонт	Пористость, МПа	Температура, °С	Удельная теплоемкость, град	Общая минерализация пластовых вод, г/л
1000	Воротынецкая свита Vrt	700 - 2100		Г-80 П-10 С-10	2,40-2,56	0,00006		12 22			
2000	Палайицкая свита Рен	800 - 2500		Г-60 П-40	2,57-2,69	0,00001 - 0,00003		35	65		
3000	Мил	250 - 800		Г-70 П-30	2,47-2,64	0,00001 - 0,00003	P _{3 ml}	45-56			
	Зоцен	до 350		Г-80 П-20	2,20-2,80	до 0,03400	P ₂	60	100-110	45-90	190-220
4000	Палеоцен	100		Г-50 П-50	2,28-2,69	0,00009			10-80		
5000	Стр	> 300		Г-50 П-50						40-90	230-250
	Рен	0-1000		Г-50 П-50							
	Мил	150-250		Г-70 П-30			P _{3 ml}	63	135-140		
	Зоцен	350-400			2,52-2,69		P ₂				
6000	Стр	70-100		Г-55 П-45							

Площади типа Рожнятовской, Луковецкой, Манявской

Осложне-ние	Основные типы растворов	Материал, химический тип	Оптимальная температура, °С	Параметры раствора					Другие возможные растворы
				ρ, г/см ³	T, °С	СНС ₁₀ , мг/см ²	V, см ³	КСК	
Осыпи, желобобразование	1. Естественный глинистый	КМЦ крахмал нефть	0,5-1,0 0,5-1,0 10-15	1,26-1,28	30-40	40/60	5-7	0,10-0,20	7
	2. Калиевый	КССБ крахмал КСЕ КОН	8-10 1,5-2,0 5-7 0,5-0,7	1,26-1,30	30-50	40/70	5-6	0,20-0,30	9-10
	3. Ферроакриловый	Гипан FeSO ₄ нефть сульфонов дисольван	5-7 0,15-0,25 8-10 0,05-0,10 0,05-0,10	1,26-1,28	30-50	20/40	4	0,10-0,30	Феррокалиевый Состав, %: КССБ 8-10, КМЦ 0,25-0,30, КСЕ 1-3, FeSO ₄ 1-2, нефть 7-10, сульфонов 0,05-0,10, дисольван 0,05-0,10
Водогазопроизводство, коагуляция раствора	ВКР	КССБ КМЦ СаСл ₂ FeSO ₄ окзил хромник нефть мел	8-15 0,3-0,5 2-3 0,5-1,0 2-3 0,05-0,10 8-10 10-12	1,30-1,32	45-60	40/80	3-5	0,10-0,25	7-8 3000
Осыпи	1. СНЭГР*	КССБ КМЦ СаСл ₂ нефть КОС хромник	5-8 0,5-1,0 2-3 8-10 2 0,05-0,20	1,75-2,00	50-60	40/70	3-4	0,10-0,20	ИБР Состав, %: дизтопливо 60, СМАД 10-20, Са(ОН) ₂ 30, сульфонов 2% от барита, вода 30% от СаО, барит
	2. Калиевый	КССБ КМЦ крахмал КСЕ КОН нефть барит	10-15 0,3-0,5 1,5-2,0 5-7 0,5-0,7 8-10	1,70-1,95	40-60	30/80	5-7	0,20	8-9

* Для вскрытия продуктивных горизонтов

Глубина, м	Стратиграфическая зона	Мощность, м	Лито-логия	Содержание карбонатов, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мк.м ²	Продуктивный горизонт	Пастбище доведение, МПа	Температура, °С	Удельная масса, г/см ³	Объемная доля жидкой фазы, %
1000	Рен	200-500		Г-70 П-30	2,60-2,71	до 0,01400	Р ₃ мл Р ₂	12,6-16,7		15-90	82
	Мнл	400-1200		Г-60 П-40							
	Еос	350-500		Г-55 П-45							
	Р	100-200		П-90 Г-10							
2000	Str	200-600		Г-50 П-50	2,59-2,68	до 0,00008	Р ₃ мл Р ₂ Р ₁ мл	43-50	80-85	5-90	150-180
	Vrt	500-700		С-30 Г-60 П-10							
	Рен	250-800		Г-70 П-30							
	Мнл	90-1000		Г-60 П-40							
3000	Еос	500		Г-60 П-40	2,51-2,91	0,00001-0,00003	Р ₃ мл Р ₂ Р ₁ мл	59-64	114	5-90	160
	Жмн	0-100		П-90; Г-10							
	Str	200-300		Г-50 П-50							
	Рен	0-300		Г-50 П-50							
4000	Мнл	100-300		Г-70 П-30	78	120	5-90	200-280			
	Еос	100-400		Г-60 П-40							
	Жмн	100-400		Г-10; П-90							
	Str	>800		Г-55 П-45							

Положение	Основные типы растворов	Материалы, жидкие реагенты	Питательная среда, температура, °С	Параметры раствора					Другие важные параметры
				ρ, г/см ³	Т, °С	СНС _{1/10} , мг/см ³	В, см ³	КСК	ρН ₂ С ₂ О ₄ , мг/л
Осыпи	1. Ферро-акриловый	Гипан FeSO ₄ нефть	5-7 0,15-0,25 15-20	1,14-1,16	30-50	15 / 40	3-5	0,10-0,30	8-9
	2. ГФЗБР	Дизельное топливо СМЛД вода Са(ОН) ₂ СЖК неказолит барит	40-30 10 50-60 3-5 0,3-0,5 0,3-0,5	1,12-1,14	80-150	0 / 0	0-0,5	—	Укр-200-2508
	3. Калиевый	КССБ КМЦ мел СаСл ₂ FeSO ₄ нефть	5-7 0,3-0,5 20 2-3 0,5-1,0 10-12	1,32-1,36	50-60	40 / 70	3-4	0,10-0,30	9-10
Осыпи, обвалы, каверны	1. ВКР	КССБ КМЦ СаСл ₂ FeSO ₄ окзид хромник нефть мел барит	8-10 0,3-0,5 2-3 0,5-1,0 8-10 10-15	1,55-1,60	40-60	30 / 60	3-4	0,10-0,30	7-8 4000
	2. ВКР*	+ КОС утяжелитель	2	1,75-1,95	40-60	30 / 60	3-4	0,10-0,20	7-8,5 3500
Осыпи, загустевание раствора	3. Абдестовый ВКР*	Абдест КССБ КМЦ окзид СаСл ₂ хромник мел нефть ПАВ	3-5 5-7 0,3-0,5 1-2 2-3 0,1-0,2 10-20 8-10 0,4-0,5	1,75-1,95	40-60	30 / 60	3-4	0,10-0,20	7-8,5 3500-4000

* Для вскрытия продуктивных горизонтов

Внутренняя зона. Покутско-Буковинские Карпаты

(3-й геологический разрез)

[illegible]

Площади типа Лопушной, Бергометской

Ослож- нения	Основные типы растворов	Материалы химиче- ского анализа	Плотность на растворе г/см ³	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ, г/см ³	T, °C	СМС, г/см ³	B, г/см ³	КСК	pH С ₂₀ ⁺⁺ г/л	
Обвалы, кавернообразование	1. Глини- стые	КМЦ нефть	0,5-10 10-15	1,16- 1,20	40-60	30 / 50	5-6	0,1- 0,3	-	
	2. ВКР	КССБ КМЦ оксид CaCe ₂ мел хромник нефть графит СМАД барит	8-15 0,3-0,5 2-3 2-3 10-20 0,05-0,10 8-10 0,5-1,0 2-3	1,25- 1,30	50-70	50 / 70	4-5	0,1- 0,3	7-8 1000- 3000	Щеро- сукфет- ты Состав %: КССБ 8-10, FeSO ₄ 3-5, Ca(OH) ₂ 1-2, нефть 8-10, графит 0,5-1,0
Сужение ствола, железобразование	1. ИБР	Дизель- ное тп- лидо битум CaO сульфо- нол вода СМАД барит	40-60 0,4-0,5 20-30 2% от барита 30% от CaO 1-2	1,45 1,80- 1,90	80-100 80-150	20 / 30 30 / 60	0,15 0,15	- -	- -	СНЭГР Состав % КССБ 8-10, КМЦ 0,5-1,0, CaCe ₂ 1,5-2,0, КОС f2, мел 10-20, хромник 0,05-0,10, нефть 5-8, СМАД 1-2
	2. Калле- вые	КССБ крахмал КМЦ КСР нефть хромник барит	10-12 1,0-1,5 0,3-0,5 5-7 8-10 0,1-0,2	1,65- 1,90	40-60	20 / 60	5-7	0,2	8,5- 9,5	

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литолеге	Содержание вытесня- емых раз- ностей, %	Плотность пород, г/см ³	Проницае- мость, м.м. 2	Продук- тивный горизонт	Постоян- ство давления, МПа	Темпера- тура, °С	Удельная теплотота- плавле- ния, град	Общая мине- рализован- ность, г/т
1000	Н ¹ Стеблевская свита	50 - 1800			2,20- 2,40			36	15- 60		
2000	Н ² Торжок + сармат (Н ² ₄ + Н ² ₅)	1300 - 3600			2,40- 2,60		ВД-13 - верхнедашавский горизонт НД-3, 5-17 - нижнедашавский горизонт	36,7	60 75- 90	10- 40	13- 50
3000	Н ³ Торжок + сармат (Н ² ₄ + Н ² ₅)	1300 - 3600			2,47- 2,61			47	103	10- 20	40
4000	Н ⁴ Торжок + сармат (Н ² ₄ + Н ² ₅)	1300 - 3600			2,47- 2,61			54- 55	112	20- 80	120
5000	Рифей 0 - 380		Метаморфизм пород	Сланцы 100%	2,60- 2,67						

Ослож- нения	Дополни- тельные разработки	Материал, г/т	Плотность, г/см ³	Параметры раствора						Другие важные разработки
				ρ, г/см ³	T, °C	СНС, г/см ³	B, г/см ³	КСК, г/см ³	РН, г/см ³	
Обвалы, желобовые	1. Естественный глинистый	КССБ крахмал КМЦ	5-7 0,5-1,0 0,3-0,5	1,24- 1,26	40-60	60 80	8-10	0,10- 0,20	7-8 3000	НЭГР Состав, %: НСС 30, крахмал 2-3, КССБ 5-8, нефть 5-8 СМД 1-2
	2. Калее- вый	Крахмал КССБ КОН КСБ	15-20 8-10 0,5-0,7 5-7	1,26	40	20 50	6-7	0,20- 0,30	7	КССБ 5-8, нефть 5-8 СМД 1-2
Колулация раствора, затекание, оступ, сужение ствола	1. Глини- сто-ме- ловый	КССБ ФХЛС Са(ОН) ₂ мел	8-10 1,5-2,0 1-2 15-20	1,32	50-60	50 80	4-5	0,10- 0,20	7-8	Полимер- матрицы Состав, %: Гипан 15, НСС 5-7, нефть 4-5, Т-66 1-2
	2. Ферро- калевый	КССБ КМЦ КСБ FeSO ₄ нефть ГКЖ-10	8-10 0,20-0,30 1-3 1-2 4-5	1,32	40-50	30 50	4-5	0,10- 0,30	7-8 3000- 4000	Калее- вый
	3. МВКР	КССБ КМЦ СаС ₂ окзид хромит нефть СМД ПЛАВ мел барит	8-10 0,3-0,5 2-3 1,5-3,0 0,05-0,10 8-10 2 0,3-0,5 10-15	1,60- 1,65	50-60	50 70	4	0,10- 0,30	7-8 3000- 4000	Калее- вый
Водопроницаемость	1. ВКР	Асбест КССБ	3-5 5-7							
	2. Асбест- овый	КМЦ СаС ₂ окзид хромит нефть мел барит	0,3-0,5 2-3 1-2 0,1-0,2 8-10 10-20	1,32- 1,60	50-60	50 70	4-5	0,10- 0,30	7-8 3000- 4000	Асбест- овый

Внешняя зона. Центральная часть

(5-й геологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литоология	Содержание летучих углеводородов, %	Плотность поры, г/см ³	Проницае- мость, мкм	Продук- тивный горизонт	Пластовое давление, МПа	Темпера- тура, °С	Удель- ная теплота сгорания, ккал/кг	Общая мине- рализация пластовых вод, г/л
1000	Н е о з е н о в а а Н и ж н и я (м о з е н) М ³ S + М ² S Степных свита М ³ S + свита М ² S	150 - 2500	Г-70 П-30		1,96 - 2,56	0,00007 - 0,00040			28		
2000					2,04 - 2,36	0,00001 - 0,00250		11-20	49	15-60	80 - 100
3000	Н е о з е н о в а а Н и ж н и я (м о з е н) М ³ S + М ² S Степных свита М ³ S + свита М ² S	650 - 2100	Г-60 П-39 А-1			<0,00001	НД - 14, 15, 16 - нижнедашавский	14-21	96		
4000	Юрская J	30 - 230	Г-15 П-15 К-70		2,16 - 2,51	0,0027 - 0,02910		50	5 - 35		180 - 340
5000	Мелрий- ская Ст	10 - 100	Г-50 П-50						130		

Площади типа Грушевской, Роливской,
Южно-Кохановской, Сусоливской

Ослож- нения	Основные типы растворов	Материа- лы, хими- ческие реактивы	Оптималь- ная реактура, °С	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ, г/см ³	T, °С	CHC _{1/10} , г/см ³	B, г/см ³	KCK г/л	рН Са ⁺⁺ мг/л	
Осадки, желобкообразование, поглощение, кавернообразование	1. Глини- стые	КМЦ нефть	0,5-10 15	1,18- 1,22	50	40 / 60	5	0,1- 0,2	7 2000	Калие- вые Составы, % КССБ 10-12, КСБ 5-7, КМЦ 1-15, КОН 01-02, нефть 4-5, Т-66 1-2
	2. Глини- стые	КССБ ФХЛС нефть Са(OH) ₂	5-7 2 10-15 1-2	1,22- 1,26	50	40 / 70	5-7	0,1- 0,2	8	
	3. Ферро- кальциевый	Гипан КССБ FeSO ₄ КСБ нефть сульфо- вая дисоль- ван	5-7 8-10 1-2 1-3 8-10 0,05-0,10 0,05-0,10	1,20- 1,28	50	30 / 60	4	0,1- 0,2	7- 7,5	
Осадки, газо- проявление	МВКР	КССБ КМЦ СаС ₂ ФХЛС нефть мел графит барит	8-10 0,3-0,5 2-3 1-2 8-10 10-15 0,5-1,0	1,48- 1,51	50-60	50 / 80	3-4	0,1- 0,2	7-8 3000	Аммо- ниевый
Коагуляция раствора	Асбес- товый ВКР*	Асбест КССБ КМЦ СаС ₂ окзил хромик нефть мел барит ПАВ	3-5 5-7 0,3-0,5 2-2,5 1-2 0,1-0,2 8-10 10-20 0,4-0,5	1,32- 1,50	50-60	50 / 70	3-5		8 3000- 4000	Калие- вые

* Для вскрытия продуктивных горизонтов

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литография	Содержание вытягива- емых раство- ров, %	Плотность пород, г/см ³	Проницае- мость, мкм ²	Продуктив- ный горизонт	Платовое давление, МПа	Темпера- тура, °С	Угол поде- ния, град	Общая ми- нерализация платовых вод, г/л
1000	Бистрицкая + Студенская + Ворошиловская свиты N ¹ ит			Г-70						2-3	
	N ¹ ит			П-30	2,22- 2,63	0, 0,0020				35	250- 320
2000	N ¹ ит	2650 - 3100								50	
	N ¹ ит									55	
										80	
										26	
3000	Тортан N ² ит	200		Г-50 П-50	2,37		N ² ит		80	15	
	Верхний мел K ₂	100- 200			2,22- 2,60		K ₂	440- 550		5-12	
										10- 15	
4000	Юра J	450		Г-10 П-10 К-80	2,50- 2,64	0, 0,0001	J ₃		115		
5000	Палеозой P ₂										

Осложне- ния	Основное тип растворов	Материа- лы, хими- ческие реактивы	Оптималь- ная реак- тура, %	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				Р, г/см ³	Т, °С	СНС _{1/10} , мг/см ²	В, см ³	КСК	рН Ca ⁺⁺ , моль	
Обвалы, мелководное	Глини- стый	Гипан УЦР нефть	10 5 15-20	1,30- 1,32	50-60	60 / 80	5-6	0,1- 0,2	8-9	
	2. Ферро- сульфат- ный	КССБ FeSO ₄ Ca(OH) ₂ нефть графит	8-10 2-4 2 8-10 0,5-1,0	1,28	50	60 / 60	4	0,1- 0,3	6-7	Извест- ковый состав, %: ФХЛС (окзил) 8-10, КМЦ 0,5-1,0, Ca(OH) ₂ 1-2, NaOH 0,5-1,0
	3. Калие- вый	КССБ крахмал КСБ КОН нефть Т-66	8-10 1,5-20 3-5 0,5 4-5 1-2	1,30	40-50	30 / 40	4-6	0,2- 0,3	9	
Поглощения, водопроведение	1. ВКР 2. СНЭГР *	КССБ КМЦ CaCl ₂ мел 10-20 хромлик нефть графит СМЛД барит КОС	8-10 0,5-1,0 1,5-2,0 10-20 0,05-0,10 8-10 0,5-1,0 2-3 2	1,50- 1,55	50-60	50 / 80	5	0,1- 0,3	7-8 3000- 4000	Калие- вый

* Для вскрытия продуктивных горизонтов

Исходя из геологического строения площадей Прикарпатья и литолого-стратиграфических особенностей, можно выделить несколько характерных зон, для бурения которых рекомендуются рациональные типы промывочных жидкостей.

1. При бурении отложений веретинской, стебникской свит использовать естественные глинистые растворы из проходных пород с обработкой УЩР, КССБ, МК+КМЦ в зависимости от степени и характера минерализации.

2. Для прохождения неустойчивых отложений миоцена, способных к осыпям, на основании лабораторных исследований и опыта применения в других районах страны рекомендуются калиевые растворы с содержанием хлористого калия до 3-5%, обладающие крепящими свойствами.

3. В отложениях надвига Скибовой зоны возможны поглощения промывочной жидкости. Поэтому следует использовать малоглинистые эмульсионные растворы, стабилизированные типаном или типаном с УЩР. С целью повышения скоростей бурения применять в этих условиях гидрофобные эмульсии, кроме зоны водозабора.

4. При бурении неустойчивых отложений поляницкой свиты и эоцена использовать ингибированные растворы типа известковых, ЭВКР. Эффективны также ферросульфатные растворы с содержанием 2-3% сернокислого железа, обладающего флокулирующим действием. При необходимости рН системы в заданных пределах поддерживать введением извести (1-3%). Стабилизация и регулирование других параметров аналогичны ВКР.

5. При бурении мощной толщи слабо соленосных отложений миоцена, способных к самодиспергированию и постоянному загущению раствора, необходимо применять ингибированные системы: известковые с КССБ (1-1,5% извести), алюминатные с 2-3% глиноземистого цемента, ферросульфатные с содержанием 2-3% сульфата железа, 1-3% извести, 8-10% КССБ.

Указанные системы обладают повышенной глиноемкостью, что позволяет легко поддерживать структурно-механические свойства в заданных пределах.

6. При прохождении неустойчивых, перемятых аргиллитов поляницкой свиты глубинной складки (второго яруса складок) целесообразно использовать утяжеленные СНВКР ($B \leq 3 \text{ смЗ}$, $\text{Ca}^{++}=4,5-5 \text{ тыс. мг/л}$).

Также эффективно введение 2-2,5% окисленного битума.

7. При бурении в особо сложных условиях, т.е. при прохождении осыпающихся и набухающих соленосных глинистых пород, во избежание попадания фильтра водного раствора в микротрещины, рекомендуется применять безводные известково-битумные растворы.

8. В целях качественного вскрытия продуктивных горизонтов бурение вести на СНВКР и асбестовом ВКР с применением ПАВ, безводном ИБР (прил.2).

При бурении ЛБТ в агрессивной среде наблюдается их коррозия. Поэтому при использовании ЛБТ, во избежание коррозии, вводить кубовые остатки смол (КОС) до 2% через 20-22 дня, согласно инструкции ПО УкрНИГРИ. С ростом температуры выше 150° расход КОС увеличивать. (Частота обработки : через 15-18 дней).

При бурении всего комплекса пород, особенно глинистых и проливаемых, большое значение имеет смазывающая способность раствора. Поэтому в процессе всего бурения, во избежание прихватов инструмента, рекомендуется вводить смазывающие добавки, эффективность которых повышается от их совместного применения (нефть+СМАД, нефть+графит, сульфолон 0,1-0,3%) и др. Смазывающую способность растворов проверять по КСК, величина которого не должна превышать 0,2-0,3. Перед спуском колонны необходимо провести дополнительную обработку раствора соответствующими реагентами и СД.

Для снижения гидравлических сопротивлений при бурении глубоких скважин и перед спуском колонн проверять реологические показатели буровых растворов на ВСН-3, а при высокой температуре - на ВСН-2. По предварительным данным, оптимальные значения пластической вязкости 20-60 спз, а динамическое сопротивление 50-120 дин/см².

При разбуривании цементных стаканов обработку растворов проводить сернокислым железом (2-5% КССБ) или омыленными смолами КОС, которые вводить до попадания цемента.

Возможно комбинированное применение реагентов. Сернохлорное железо вводить в сухом виде или 20%-ный водный раствор в зависимости от условий.

Своевременная обработка растворов соответствующими реагентами, согласно прилагаемым рецептурам, обеспечит высокое качество жидкости и нормальный процесс бурения.

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ПРИЧЕРНОМОРСКО - КРЫМСКОЙ (ЮЖНО-УКРАИНСКОЙ) НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Объединение Крымгеология

Северо-западная часть акватории Черного моря
(гидрогеологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литология	Содержание литологических элементов, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкм ²	Продуктивный горизонт	Плоскостное давление, МПа	Температура, °С	Угол наклона, град	Общая минерализация пластовых вод, г/л
1000	Меленковская Р	380	Г-15 П-15 К-70		2,50	0,012-0,051	Майкоп	9	37	5-35	20
2000	Палеогеновая Р	900	Г-100		2,60	0,020-0,200	Нижний палеозой	15	90	7-35	22
3000	Верхний К ₂	1020	К-100		2,65			35	125	5-40	
4000	Меленковская К ₁	1900	Г-60 П-15 Т-25		2,70			50	180	200	18
5000									230		15
6000		1800									

Площади типа Голицина, Сельского, Шмидта

Осложне- ния	Основные типы растворов	Материалы, химиче- ские	Оптималь- ная температура, °C	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ , г/см ³	T, °C	СНС%, г/г	B, г/г	КСК	pH Ca ⁺⁺ , мг/л	
Погло- щение	Глинистый на морской воде	Гликопоро КМЦ целлюлоз- ный	0,5 5-8	1,10- 1,14	50-60	20 / 60	8	0,15- 0,25	7-8	Глинистый Состав, %: гипс 0,2-0,5
Набухание глини, обвалы, сужение ствола	Естест- венный извест- ково-гли- нистый	ФХЛС NaOH известь графит ГКЖ-10	4-5 0,4-0,6 1,0-1,5 1,0-1,5 0,3-0,5	1,25- 1,40	50-60	10-20 / 25-50	3-5	0,15- 0,25	9-10	Алюминат ный Состав, %: Алюминат 2-3, ФХЛС(ССБ) 4-6, NaOH 0,4-0,6
Газопровлавление	1. То же	ФХЛС КМЦ NaOH известь графит ГКЖ-10 смола лесохи- мическая	4-6 0,3-0,5 0,4-0,6 1,0-1,5 1,0-1,5 0,3-0,5 2-4	1,50- 1,70	40-50	5-15 / 10-30	3-5	0,10- 0,25	9-10	
	2. Глини- стый	Метас оксил хромник графит ГКЖ-10 смола лесохи- мическая	0,8-1,0 2-5 0,02-0,05 1,0-1,5 2-4	1,40- 1,45	30-50	10-20 / 25-60	3-5	0,10- 0,25	8-9	
Глини- стый	1. КМЦ КСБ (сухое) хромник графит ГКЖ-10 смола лесохи- мическая	2-3 1-2 0,02-0,05 1,0-1,5 0,3-0,5 2-4	1,28- 1,35	50-60	15-25 / 30-60	4	0,10- 0,20	7-8	Калиевый (натриевый) Состав, %: КСБ(сухое) 4-6, КМЦ 1-2, КСБ(NaCl) 5-7, хромник 0,05	
	2. Метас NaOH хромник графит ГКЖ-10	1,0-1,5 0,3-0,4 0,02-0,05 1,0-1,5 0,3-0,5								

* Для вскрытия продуктивных горизонтов

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литология	Содержание литогенных осадочных горючих, %	Плотность пор., г/см ³	Проницае- мость, мкм.з	Продук- ты горючих	Плотность давления, МПа	Темпера- тура, °С	Угол паде- ния, град	Общая ма- гнетическая плотность в/л
1000	Н Олигоцен Р ₃ Майкопская серия	400		Г-50 К-50				25			
		900		Г-80 П-20	2,55	до 0,1000		16		3-6	
2000	Р ₁	450		К-100				20	90		
3000	К Верхний			К-100	2,60	0,0001		46	120	7- 29 30- 8	17,7
4000	М Нижний К ₁	2 250						36	140	5- 37	
5000				Г-60 П-5 В-35	2,65	0,0100- 0,2000		65	200		18
6000		1000						70	230		15

Особенности	Основные типы растворов	Материалы, применяемые	Оптимальная температура, °С	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ, г/см ³	Т, °С	СНС, %	В, см ³	КСК	рН, мг/л	
Поглощение	Техническая вода	—	—	—	—	—	—	—	—	Глинистый
Обвалы	Естественный глинистый	ПУЩР нефть-СМАД	2-3 8-10 1-2	1.12- 1.16	35-50	10-30 20-50	6-8	0,20- 0,30	7-8	Техническая вода
Обвалы известняков турина	1. Глинистый	ПУЩР КССБ КМЦ хромпик Т-66 СМАД	1,5-2,0 7-10 0,5 0,85 2-3 1-2	1,18- 1,20	30-40	10-30 20-50	6	0,15- 0,30	7	Ферро-сульфатный Состав, %:
	2. Мало-глинистый ВКР	КМЦ окзил хромпик СМАД мед глино-порошок	0,5-1,0 8-12 0,05-0,10 1-3 8-10 4-8	1,05- 1,10	25-35	5-10 15-25	3-5	0,15- 0,30	8	КССБ 8-10, FeSO ₄ 5-7, известь 1-2, хромпик 0,05-0,10, нефть 5, Т-66 1-2
	3. ВКР	КССБ КМЦ СаС ₂ (FeSO ₄) хромпик нефть Т-66	10-15 0,5-1,0 3 0,05-0,10 5 1-2	1,25	30-40	15-30 30-50	3-4	0,10- 0,25	7 4000-5000	
Осыпи, аномальные температуры Газопроводление	Глинисто-асбестовый ВКР	Глино-порошок КМЦ асбест СаС ₂ хромпик нефть СМАД	5-10 3-4 3-5 1-2 0,1-0,2 8-12 10-15	1,15- 1,20	30-40	10-15 20-30	1-2	0,10- 0,25	7 1000-1500	Глинисто-меловый Состав, %: метас (М-14) 1,5-2,0, хромпик 0,1-0,2, нефть 5, графит 1-2, ГЖЖ-10 0,2-0,5
	ВКР	КССБ КМЦ СаС ₂ FeSO ₄ хромпик нефть глино-порошок берит	15-20 1,0-1,5 1,5-2,0 0,5-1,0 0,1-0,2 8-10 3-5	1,60- 1,90	40-60	20-30 40-60	3-4	0,10- 0,25	7 1500	КССБ 10-12, окзил 5-8, КМЦ 0,5-1,0, хромпик 0,1-0,2, нефть 5, графит 1-2, ГЖЖ-10 0,2-0,5

ИНДОЛО-КУБАНСКИЙ ПРОГИБ
(автатория Азовского моря)

(3-й геологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литолия	Содержание литологических элементов, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкд	Продуктивные горизонты	Пластовое давление, МПа	Температура, °С	Угол падения, град	Общая минерализация пластовых вод, г/л
1000	Мiocен N ₂	500		Г-80 К-20	2,55					0-5	
	Мiocен N ₁			Г-50 П-10 К-40	2,60	0,030-0,040	Тортон		60	5-15	129
	Мiocен P ₃	1600		Г-80 П-20	2,60				90		
	Мiocен P ₂	700		Г-80 К-20					125	20-40	
3000	Мiocен P ₁	250		Г-80 К-20							
	Мiocен K ₁	750		Г-70 П-16 К-14	2,60			75	170		18
4000	Мiocен K ₂	750		П-20 К-80				85	190		
	Юрская J	1500						90	220		

Площади типа Северо-Керченской, Южно-Сивашской

Осложняющие	Основные типы растворов	Материал, химический тип	Оптимальная речность, %	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ, г/см ³	T, °C	СНС, 1/10, мг/см ²	В, см ³	КСК	РН Ca ⁺⁺ , мг/л	
Поглощение, осипы	Глинистый	Гликопорошок КМЦ ПУЦР графит ГКЖ-10	1 1-2 1,0-1,5 0,5	1,12-1,14	30-40	10-20 20-40	5-6	0,15-0,25	7-8	
Нефтегазодово-проявление	Алюминатный	ССБ(СД) цемент гликопорошок NaOH нефть ГКЖ-10 барит	5-7 1-2 0,1-0,2 5-8 0,2-0,5	1,45-1,90	40-50	10-20 20-40	3-4	0,10-0,20	10-11	Известковий Состав, %: ФХЛС 4-5, NaOH 0,4-0,5, известь 1,0-1,5
Осипы, газопроводление	Малоглинистый ВКР	КСБ КМЦ CaCl ₂ хромпик нефть ГКЖ-10 барит некагситель	15-20 1,0-1,5 2-3 0,05-0,10 5-8 0,2-0,5	1,90-2,00	30-50	15-25 35-50	3-4	0,10-0,20	7-8	Натриевый Состав, %: КСБ 15-20, NaCl 7, нефть 5-7, ГКЖ-10 0,2-0,5
	Малоглинистый	1. Метас (М-14) ФХЛС окзил хромпик NaOH нефть ГКЖ-10 барит 2. КМЦ окзил нефть ГКЖ-10	1,0-1,5 2-3 2-4 0,05-0,10 0,2-0,4 5-8 0,2-0,5 3-4 3-5 5-8 0,2-0,5	1,90-2,00	25-40	10-20 25-45	4-6	0,15-0,25	8-9	Глинисто-асбестовый Состав, %: КМЦ 3-4, асбест 3-5, CaCl ₂ 1-2, хромпик 0,1

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Лито-логия	Содержание литологических расчленений, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкм ²	Продуктивный горизонт	Плоскостное давление, МПа	Температура, °С	Угол падения, град	Общая минерализация пластовых вод, г/л
1000	М	200	Г-20 П-30 К-50	1,80-2,00	0,0200 - 0,0300	< 0,0001	Верхний мел и палеоген	15	50	5-15	20
	Р		Г-90 П-10 К-0	2,10-2,20							
	Олигоцен Р ₃			2,30-2,40							
	Майкопская серия Р ₃ N ₁ m ₁			2,40-2,50							
2000	К+Р	2800	Г-10 П-50 К-40	2,40-2,50	0,0100 - 0,0150	0,0100 - 0,0150	Верхний мел и палеоген	55	125	5-25	17
	Верхний К ₂ В ₁ Палеоген ₁		Г-25 П-25 К-50	2,55							
	Меловая К ₁ Нижний К ₁	700		2,65							
	Юрская J	800		2,70							
4000					0,1000	0,1000	Верхний мел и палеоген	75	170	30	18
5000					0,1000	0,1000	Верхний мел и палеоген	85	190	30	18

Осложнения	Основные типы растворов	Материалы, характерные для	Углубление, м	Параметры раствора					Другие важные растворы
				ρ, г/см ³	T, °C	CHC, %	B, см ³	KCK	ρH, г/л
Обвалы	Глинистые	ПЩР КССБ барит	2 5-7	1,20-1,60	30-40	30-40 30-60	5-6	0,25	7
			5-7						
			2-3	1,60	40-60	30-40	3-4	0,10-0,25	10-11
			0,3 8-10 0,05-0,10	1,80	40-60	30-60	3-4	0,25	11
Обвалы, сужение ствола, рост вязкости	Алюминатные	ССБ плотная известная нефть сульфатная	5-7 2-3			30-40			
			0,3 8-10 0,05-0,10	1,80	40-60	30-60	3-4	0,10-0,25	10-11
			5-7 1-2	1,60-1,80	40-60	30-40 30-60	3-4	0,10-0,25	10-11
			0,1-0,2 8-10 0,05-0,10	1,80	40-60	30-60	3-4	0,25	11
Обвалы, сужение ствола, рост вязкости	Феррокалиевые	КССБ КМЦ КСЕ FeSO ₄ хромиты нефть	8-10 0,2-0,3 1-3 1-2 0,05-0,10 7-10	1,60-1,80	40-60	30-40 30-60	3-4	0,10-0,25	7-8
			0,05-0,10 7-10	1,80	40-60	30-60	3-4	0,25	11
			8-10 0,2-0,3 1-3 1-2 0,05-0,10 7-10	1,60-1,80	40-60	30-40 30-60	3-4	0,10-0,25	7-8
			0,05-0,10 7-10	1,80	40-60	30-60	3-4	0,25	11
Осыпи, желобобразование, аномальные температуры	1. ВКР	КССБ CaCl ₂ нефть хромиты сульфатная стала барит	20-25 2-3 8-10 0,1-0,2 0,05-0,10 1-3	1,90-2,00	40-60	10-20 20-40	3-4	0,10-0,25	7-8
			0,05-0,10 1-3	2,00	40-60	20-40	3-4	0,25	11
			20-25 5-7 0,1-0,2 8-10 0,05-0,10	1,90-2,00	35-50	10-20 20-50	2-4	0,10-0,25	6-7
			0,05-0,10	2,00	35-50	20-50	2-4	0,25	11
Осыпи, желобобразование, аномальные температуры	2. Ферро-сульфатные	КССБ FeSO ₄ хромиты нефть сульфатная барит	20-25 5-7 0,1-0,2 8-10 0,05-0,10	1,90-2,00	35-50	10-20 20-50	2-4	0,10-0,25	6-7
			0,05-0,10	2,00	35-50	20-50	2-4	0,25	11
			20-25 5-7 0,1-0,2 8-10 0,05-0,10	1,90-2,00	35-50	10-20 20-50	2-4	0,10-0,25	6-7
			0,05-0,10	2,00	35-50	20-50	2-4	0,25	11

Предбурджинский прогиб
(4^й геологический разрез)

Глубина, м	Стратиграфия	Мощность, м	Литология	Содержание литологических разностей, %	Плотность пород, г/см ³	Проницаемость, мкд ²	Продуктивный горизонт	Плоское давление, МПа	Температура, °С	Вед. падение, град	Остаточная влажность, %
1000	N+P	250		Г-30 К-70	2,60	0,0500 0,1000			30		3-15
	K	250		К-100							
	Юрская J	500		П-30 К+А-70							
2000	Пермская P	1000		Г-20 П-20 К+А-60		до 0,0100			50		5-35
	Каменноугольная C	1000									
3000	Девонская D	1000				до 0,001	D		70		5-25 до 35
	Силурская S	300									
4000	Кембрийская E	250							80		до 30
	Протерозой Pt	>1000									
5000								52	120		45
6000								62	150		47
											48

Площади типа Балабановской, Лиманской, Саратовской

Осложняющие	Основные типы растворов	Материалы, хлориды, сульфаты	Оптимальная ревертура, %	Параметры раствора						Другие возможные растворы
				ρ, г/см ³	T, °С	СНС, %	B, см ³	КСК	pH Ca ⁺⁺ , мг/л	
Поглощение	Техническая вода									Гликистии
Обвалы, коррозия, образование	Гликистии	ПУЩР КМЦ нефть СМЯД глико-порошок	2-3 0,3-0,5 8-10 1-2 8-15	1,18-1,20	25-35	10-20 20-40	6	0,2-0,3	8	Ферро-гуматный
Желобобразование	1. Гликисто-меловый	КССБ КМЦ хромик нефть графит ПЭП или Т-66 мел	10-15 0,5-1,0 0,05-0,10 10 1-2 0,05-0,08 0,5-1,0	1,25-1,27	25-30	10-20 20-40	8	0,10-0,25	7	Ферро-сульфатный Состав, %: КССБ 8-10, FeSO ₄ 2-3, известь 1-2, хромик 0,05-0,10, нефть 7-10
	2. ВКР	КССБ CaCl ₂ хромик нефть графит	15-20 1,5-2,0 0,05-0,10 8-10 1-2	1,20-1,25	25-30	10-20 20-40	8	0,10-0,25	4-8 2000-3000	

Как видно из технологических карт, для каждого литолого-стратиграфического комплекса рекомендуются рациональные типы растворов, наиболее эффективные химреагенты, оптимальные рецептуры и параметры раствора.

При прохождении верхних отложений неогена в интервале поглощающих зон применять малоглинистые растворы с обработкой полимерами (типаном или КМЦ). В качестве наполнителя бурового раствора целесообразно использовать целлюлитин.

Для большинства разрезов характерно наличие мощных галей набухающих, легкодиспергирующихся майкопских глин. Регулирование вязкости и СНС при бурении зависит от условий их залегания, мощности и природы (обменного комплекса). При прохождении этих отложений использовать растворы повышенной глинистости: известковый с обработкой ФУЛС (оксизол) и алюминатный - с ССБ. В условиях повышенных температур 120-140° (И-дале-Кубанский прогиб) для стабилизации раствора следует применять ОКССБ. В качестве щелочной добавки возможно использование щелочных отходов. На ряде площадей можно бурить с обработкой ПУНР.

При бурении устойчивых отложений верхнего мела целесообразно применять комбинированную обработку ПУНР, КССБ, ФУЛС, КМЦ-500 в различных сочетаниях. Для предотвращения температурного застывания необходимо добавлять хромпик или щелочные отходы, содержащие перманганат калия.

Для прохождения неустойчивых нижнемеловых отложений, где трудности связаны с необходимостью повышения плотности раствора и наличием высоких аномальных температур, эффективным остается ВКР. Для этих условий рекомендуются ферросульфатные растворы (ФСБР), а также опробование калиевых.

Литологический разрез Придубруджинского прогиба в верхней своей части 0-350 м (неоген, палеоген) представлен пористыми устойчивыми известняками, вызывающими полное поглощение раствора. Данный интервал бурить на технической воде. В интервале 350-3000 м вскрыты мел, юра, пермь, карбон, литологически представленные, в основном устойчивыми мергелями, доломитами, алевролитами. Только юрские рыхлые известняки и аргиллиты карбона склонны к обвалам и кавернообразованию. Этот интервал проходить на глинистом растворе с пониженной водоотдачей при помощи углещелочной обработки с КМЦ. В качестве смазки применять нефть и СМАД.

Более древние отложения 3000-5000 м (девон-протерозой) представлены известняками, ангидритами. С ростом температур с глубиной перейти на глинистый раствор, обработанный более термостойкими реагентами, а именно КССБ+КМЦ+хромпик.

Для повышения pH в интервале бурения 500-5000 м применять ферросульфатный раствор со стабилизацией КССБ+щелочные отходы.

Для предотвращения сальникообразований и прихватов на время всего бурения в раствор вводить смазочные добавки: нефть, СМАД, СТ, графит. Для избежания флокуляции утяжелителя применять дисольван, в качестве пеногасителей - полиэтиленовый порошок, кежингон.

Согласно рекомендациям УкрНИГРИ для вскрытия продуктивных горизонтов в карбонатных отложениях верхнего мела использовать малоглинистый МКР с обработкой КМЦ и оксизол.

Для туфогенных отложений нижнего мела рекомендуются эмульсионные буровые растворы из глины и асбеста. Они обеспечивают средний коэффициент восстановления газопроницаемости 76,9%.

Рецептуры указанных растворов приведены в рекомендациях УкрНИГРИ и технологических картах (см.прил.3).

Условные обозначения

	песок		известняк ракушечник
	песчаник		известняк глинистый
	глинистый песчаник		мергель
	конгломе- ратовидный песчаник		доломит
	глина		каменная соль
	пестроцветная глина		бишофит
	глина песчанистая алеволистая		пропластки каменного угля
	аргиллит		гравелит
	алеволит		конгломерат
	ангидрит		брекчиевидная порода
	гипс		туфы
	мел		эффузивные породы
	известняк		туфоаргиллиты
	известняк органогенный		туфопесчаники

Г - глинистые породы (глины и аргиллиты)
 П - песчаные породы (пески, песчаники, алеволиты)
 К - карбонатные породы (известняки, доломиты, мергель, мел)
 А - ангидриты
 С - соль

Приложение I

ВСКРЫТИЕ И ОПРОБОВАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Учитывая характеристику коллекторских свойств и вещественный состав палеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины, а также данные оптимизации технологических параметров вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения, применять промывочные жидкости на углеводородной и водной основе, которые позволяют сохранить естественную проницаемость продуктивных пластов.

I. Типы промывочных жидкостей

I.1. Гидрофобный эмульсионный раствор (рецептура УкртупроНИИ-нефть) следующего состава: дизельное топливо 46-47%, эмульгатор "Украмин-2" 3-4%, водная фаза (или 15%-ный водный раствор хлористого натрия) 50%, твердый мелкодисперсный сухой наполнитель (мел, известь) 10% от массы к объему ГЭР.

I.2. Известково-битумный раствор (рецептура МИНХ и ГП им. И.М. Губкина)

Состав из расчета на 1 м³ неутяжеленного раствора: дизельное топливо 0,55-0,62 м³, битум высокоокисленный 0,17-0,22 т, известь негашеная 0,27-0,35 т, сульфол 0,5-1%, барит по расчету.

I.3. Смоло-нефтяные эмульсионные растворы типа СНЭГР и СКЭР (рецептура ЧО УкрНИГРИ).

Состав СНЭГР: глинисто-меловая или меловая суспензия 75-90%, нефть 8-20%, продукты лесохимии 2-3%, реагент-стабилизатор. В качестве реагента-стабилизатора применяют КМЦ 0,2-0,6%, КССБ 3-5% или крахмал 0,5-1,5%.

Состав СКЭР: меловая суспензия 75-90%, нефть 8-20%, продукты лесохимии 2-3%, хлористый кальций 3-6%, реагент-стабилизатор. В качестве реагента-стабилизатора применяют КССБ в количестве 3-5% или КССБ + КМЦ соответственно 2-3% и 0,2 - 0,5%.

I.4. Меловые хлоркальциевые растворы, обработанные ПАВ.

I.5. Другие типы растворов на углеводородной основе.

2. Показатели промывочных жидкостей

2.1. Водоотдача промывочных жидкостей на водной основе в забойных условиях не должна превышать 4 см³/30 мин; статическое напряжение сдвига через 1 мин в пределах 20-40 мг/см² и через 10 мин 40-70 мг/см²; условная вязкость 40-60 с.

2.2. Поверхностное натяжение фильтратов растворов на водной основе должно быть на границе с воздухом не более 25 эрг/см² и на границе с керосином не более 16 эрг/см².

Для снижения поверхностного натяжения фильтратов растворов применять поверхностно-активные вещества.

2.3. Инвертные промывочные жидкости должны иметь электро-стабильность в забойных условиях не ниже 150 В.

2.4. Учитывая химический состав пластовых вод, следует поддерживать pH растворов на водной основе в пределах 6-8.

3. Условия применения ПАВ

Для сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов и улучшения условий освоения скважин необходимо при применении растворов на водной основе обрабатывать их поверхностно-активными веществами.

3.1. По способности растворяться в воде ПАВ делятся на растворимые и нерастворимые.

Водорастворимые ПАВ могут также растворять в себе значительное количество органических соединений (нефть, масло), которые обычно нерастворимы в воде.

Среди водорастворимых ПАВ различают ионогенные и неионогенные.

По отношению к электролитам (минерализованный фильтрат раствора, пластовые воды) среди ПАВ выделяют солеустойчивые и несолеустойчивые.

3.2. Выбор того или иного типа ПАВ проводить в строгом соответствии с конкретными геологическими условиями.

Применять ПАВ только при вскрытии продуктивных пластов и при условии, что пласт будет находиться под воздействием промывочной жидкости непродолжительное время, так как фильтрат раствора, обработанного ПАВ, резко снижает поверхностное натяжение.

При этом возрастает его проникающая способность в пласт. Длительное пребывание такого фильтрата в поровом пространстве коллектора способствует тому, что поверхностно-активные вещества адсорбируются на породе коллектора и фильтрат теряет свои качества, становясь более жестким, увеличивается поверхностное натяжение, что затрудняет удаление фильтрата из пласта при вызове пригона.

3.3. Для вскрытия нижнепермских и верхнекаменноугольных отложений применять анионоактивные ПАВ типа сульфоната. Обрабатывать сульфонатом только глинисто-меловые растворы, приготовленные из гидрослюдистых каолинистых, палеогорских глин и мела.

Добавлять сульфонат к растворам, приготовленным из монтмориллонитовых глин нельзя, так как он полностью адсорбируется на глинистой фазе. Наибольший эффект достигается в чисто меловых растворах.

Промывочные жидкости с минерализацией свыше 12% обрабатывать сульфонатом не рекомендуется, потому что он высаливается. В этом случае необходимо проводить обессаливание сульфоната путем добавки в него 2% (на сухое вещество) поваренной соли.

Оптимальная добавка сульфоната к пресноводным растворам 0,3-0,6%.

Для предотвращения коагуляции сульфоната в хлоркальциевых и минерализованных растворах рекомендуется совместное его применение с ОП-7 при предварительном смешивании в соотношении 1:1.

Наилучший эффект достигается при вводе в раствор природных смол и поверхностно-активных веществ в количестве соответственно 1-2% и 0,1-0,2%.

3.4. Для вскрытия нижнекаменноугольных и девонских отложений рекомендуется применять солеустойчивые неионогенные ПАВ типа ОП-7 (ОП-10, ОЖ и др.) или катионоактивные ПАВ типа катапина, а также комбинированный ввод неионогенных и анионоактивных (сульфоната) ПАВ. Оптимальная добавка неионогенных ПАВ составляет 0,3-0,6%, катионоактивных 0,1-0,2%, в случае комбинированного ввода неионогенных и анионоактивных ПАВ соответственно 0,2-0,3% и 0,1-0,2%.

Наилучший эффект достигается при одновременном вводе в раствор природных смол и указанных ПАВ в количестве соответственно 1-3% и 0,1-0,3%.

4. Общие требования применения ПАВ

4.1. При вскрытии газоносных горизонтов обрабатывать ПАВ промысловые жидкости следует только при нахождении пласта под воздействием раствора не более 12-15 сут. При более длительном сроке может образоваться значительная зона проникновения фильтрата раствора в пласт. В таких случаях целесообразно применять природные смолы.

4.2. При вскрытии нефтегазоносных пластов обработку промысловых жидкостей предпочтительнее проводить анионоактивными ПАВ или природными смолами. В этом случае время воздействия раствора на пласт не влияет на зону проникновения.

5. Характеристика рекомендуемых ПАВ

Катапин (марки А, КИ-1 и др.) представляет собой жидкость темно-коричневого цвета со специфическим "горчичным" запахом. Содержит в своем составе около 90% активного вещества, хорошо растворим в пресной и соленой воде. Катапин устойчив к солям, кислотам и очень сильно адсорбируется бентонитовыми глинами. Поэтому применять его целесообразно в водных или малоглинистых растворах, приготовленных из каолинистых глин.

Оптимальная добавка катапина к пресноводным растворам 0,1-0,12%, а к минерализованным 0,2-0,22%.

С целью повышения эффективности рекомендуется совместная добавка катапина и ОП-7 при концентрации ОП-7 0,2% и катапина 0,1%.

Выпускается катапин в г. Киеве. Поставляется он в металлических бочках емкостью 200 л. Стоимость за тонну 420 руб.

ОП-7, ОП-10 - неионогенные ПАВ, маслянистые жидкости светло-коричневого цвета, хорошо растворимые в пресной воде и несколько хуже в соленой. По сравнению с другими марками ОП-10 обладает наибольшей поверхностной активностью.

При обработке растворов ПАВ необходимо учитывать, что ОП-7 в значительной мере адсорбируется на гидрослюдистых и монтмориллонитовых глинах и незначительно на каолинистых. Поэтому применять ОП-7 более эффективно в растворах, приготовленных из каолинистых глин. ОП-7 и ОП-10 весьма устойчивы к полиминеральной

агрессии, а также к кислотам и щелочам.

Выпускается препарат ОП на нефтехимическом комбинате в г. Салавате БАССР и в г. Дзержинске Горьковской области. Поставляется ОП в металлических бочках или контейнерах. Отпускная стоимость 780 руб. за тонну.

ОЖК (оксигенизированные жирные кислоты) выпускаются в виде пасты, хорошо растворимы в пресной и соленой воде.

Оптимальная добавка к пресноводным растворам 0,25-0,4%, к минерализованным 0,4-0,7%.

ОЖК выпускаются нефтехимическим комбинатом в г. Салавате БАССР и Уфимским нефтеперерабатывающим заводом. Отпускная стоимость 650 руб. за тонну.

Лесохимические продукты (смолы, полимеры) применять для различных типов пресных и минерализованных растворов. Оптимальная добавка к пресным растворам (с учетом адсорбции на твердой фазе) 0,8 - 1,5%, к минерализованным 1-2,5%.

Обязательное условие использования лесохимических продуктов при вскрытии продуктивных пластов - совместный ввод их с нефтью.

6. Применение неорганических структурообразователей и утяжелителей

6.1. В качестве неорганического структурообразователя в нефтеэмульсионных хлоркальциевых (магниевых) и сульфатных промысловых жидкостях использовать мел или барит.

6.2. Для утяжеления промысловых жидкостей до плотности 1,4 г/см³ целесообразно применять мел, за исключением инвертных промысловых жидкостей и ИБР, а свыше 1,4 г/см³ - чистый барит. Во избежание выпадения барита из раствора перед вводом его необходимо смачивать 1%-ным водным раствором анионоактивного или ионогенного ПАВ. В инвертные промысловые жидкости барит вводить в сухом виде.

По возможности избегать использования железистых утяжелителей.

7. Допустимая величина репрессии на продуктивные пласты при их вскрытии и дальнейшем углублении скважины

7.1. Величина статической репрессии промысловой жидкости

на продуктивные пласты не должна превышать 8% пластового давления для скважин глубиной 2500 м и менее 5% - для скважин выше 2500 м.

7.2. На перспективных структурах целесообразно практиковать вскрытие продуктивных пластов из условия равновесия систем "скважина-пласт".

7.3. Во избежание гидроразрывов пластов и интенсивной фильтрации промывочной жидкости в продуктивные пласты скорость спуска буровых и обсадных труб должна быть при кольцевых зазорах 20-30 мм 0,5-0,6 м/с, а при зазорах более 30 мм 0,7-0,85 м/с.

8. Допустимое время воздействия промывочной жидкости на продуктивные пласты

8.1. При применении нефтеэмульсионных промывочных жидкостей с водоотдачей до 4 см³/30 мин допустимое время воздействия их на продуктивные пласты должно составлять не более 80 сут, а при водоотдаче до 6 см³/30 мин - до 60 сут.

8.2. В случае использования хлоркальциевых (магниевых), сульфатмагниевых и солевых промывочных жидкостей с водоотдачей до 6 см³/30 мин допустимое время воздействия промывочной жидкости на продуктивные пласты должно быть не более 60 сут. Водоотдача промывочных жидкостей выше 6 см³/30 мин нежелательна.

8.3. Время воздействия на продуктивные пласты инвертных промывочных жидкостей и на нефтяной основе (при соблюдении рекомендуемых репрессий и стабильности) можно не ограничивать.

9. Крепление скважин

9.1. Динамическая репрессия на продуктивные пласты при цементировании обсадных колонн не должна превышать 40-60 кгс/см².

9.2. Чтобы предотвратить фильтрацию свободной воды из цементных растворов в продуктивные пласты, необходимо при затворении цемента добавлять в раствор реагенты-понижители водоотдачи (КМП, КССБ и др.).

9.3. Для снижения проницаемости цементного камня и повышения его коррозионной стойкости применять утяжеленные шлакопортландцементы.

9.4. Для обеспечения надежного разобщения пластов использовать центрирующие фонари и закачку коркоудалителей реагентов.

10. Опробование пластов при бурении скважин

10.1. Опробование пластов (объектов) испытателем проводить с разрывом во времени после их вскрытия не более 4-5 сут. При этом зумпф должен быть не более 50 м.

10.2. Время стояния на пригоке должно обеспечить замер гидродинамических параметров пласта.

10.3. При получении слабых пригоков необходим непрерывный спуск пластоиспытателя с целью дренирования пласта или подтверждения первоначальных результатов.

10.4. Величина депрессии при вызове притока газа не должна превышать упругой характеристики пласта, т.е. 8-12 МПа при образовании терригенных коллекторов и 10-15 МПа - карбонатных.

10.5. При вызове притока нефти забойное давление должно быть больше или равно давлению насыщения растворенного газа.

10.6. Во избежание получения гидравлического удара в подпакерном пространстве в момент открытия перепускного клапана применять многоступенчатое штуцерное устройство.

Заведующий отделом вскрытия
продуктивных пластов исследования
флюидов ЧО УкрНИГРИ, к.т.н.

Н. Щукин

Старший научный сотрудник
ЧО УкрНИГРИ

А.Непомнящий

Приложение 2

Регламенты

промывочных жидкостей для вскрытия продуктивных
отложений Западно-Украинской нефтегазосной области

В УкрНИГРИ на специально разработанной фильтрационной установке СВД при высоких давлениях и температурах выполнены экспериментальные исследования по изучению влияния растворов химических реагентов, солей, их смесей и фильтратов промывочных жидкостей на проницаемость образцов керна.

На основании полученных результатов лабораторных и экспериментальных работ для вскрытия продуктивных отложений с сохранением коллекторских свойств пластов рекомендуется применять следующие типы промывочных жидкостей по регионам:

1.1. Внутренняя зона Предкарпатского прогиба (I тип разреза)

а) ЭВКР: КССБ 8%, КМЦ 0,5%, CaCl_2 1,5-2%, окзил 2-3%, хромпик 0,2%, нефть 8-10%, СМАД 2-3%, барит.

Параметры: $T = 40-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 30-60 \text{ мгс/см}^2$, $V = 3-4 \text{ см}^3$, $\text{pH} = 7-8$, $\text{Ca}^{++} = 4000 \text{ мг/л}$.

б) СНВКР: КССБ 8%, КМЦ 0,5%, CaCl_2 (б/в) 1,5-2%, окзил 2-3%, хромпик 0,2%, нефть 8-10%, СМАД 2-3%, КОС 2%, барит, гематит.

Параметры: $T = 40-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 30-60 \text{ мгс/см}^2$, $V = 3 \text{ см}^3$, $\text{pH} = 7-8$, $\text{Ca}^{++} = 3500 \text{ мг/л}$.

в) Асбестовый ВКР: асбест 3-5%, КССБ 5-7%, КМЦ 0,5%, CaCl_2 (б/в) 2-2,5%, окзил 1-2%, хромпик 0,1-0,2%, нефть 5-10%, мел, барит, гематит, ПАВ (ОП-7, ОП-10) 0,4-0,5%.

Параметры: $T = 40-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 30-60 \text{ мгс/см}^2$, $V = 3-4 \text{ см}^3$, $\text{pH} = 7-8$, $\text{Ca}^{++} = 3500-4000 \text{ мг/л}$, $\sigma = 3-12 \text{ эрг/см}^2$.

1.2. Внутренняя зона Предкарпатского прогиба (II тип разреза)

а) ЭВКР: КССБ 5-8%, КМЦ 0,5-1,0%, CaCl_2 (б/в) 1,5-2%, нефть 8-10%, КОС 2%, хромпик 0,2%, барит, гематит.

Параметры: $T = 50-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 40-70 \text{ мгс/см}^2$, $V = 3-4 \text{ см}^3$, $\text{Ca}^{++} = 4000-5000 \text{ мг/л}$, $\text{pH} = 7-8$.

б) ИБР: дизтопливо 60%, битум 10-12%, известь 30%, сульфат 2% (от барита), вода 30% (от CaO), барит, гематит.

Параметры: $T = 100-180$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 12-30/35-80 \text{ мгс/см}^2$.

2. Покутско-Буковинские Карпаты

ИБР: дизтопливо 64%, окисленный битум I3-I4%, известь 30-32%, сульфат 20 л/м3, вода 30% (от CaO), СМАД, барит.

Параметры: $T = 80-100$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 20-30 \text{ мгс/см}^2$, $V = 0-1,5 \text{ см}^3$.

$T = 80-150$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 30-60 \text{ мгс/см}^2$, $V = 0-1,5 \text{ см}^3$.

3.1. Внешняя зона Предкарпатского прогиба (северо-западная часть).

а) Асбестовый ВКР: асбест 3-5%, КССБ 5-7%, КМЦ 0,5%, CaCl_2 (б/в) 2-2,5%, хромпик 0,1-0,2%, нефть 8-10%, мел 10-20%, ПАВ (ОП-7, ОП-10) 0,4-0,5%, барит.

Параметры: $T = 50-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 50-70 \text{ мгс/см}^2$, $\text{Ca}^{++} = 3000-4000 \text{ мг/л}$, $\sigma = 3-12 \text{ эрг/см}^2$.

б) Аммониевый (дополнительно).

3.2. Внешняя зона Предкарпатского прогиба (центральная часть).

а) МВКР: мел 10-15%, КССБ 8-10%, КМЦ 0,5%, CaCl_2 (б/в) 1,5-2%, ФХЛС 2%, нефть 8-10%, графит 0,5-1,0%, барит.

Параметры: $T = 50-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 50-80 \text{ мгс/см}^2$, $V = 3-4 \text{ см}^3$, $\text{pH} = 7-8$, $\text{Ca}^{++} = 3000 \text{ мг/л}$.

б) Асбестовый ВКР: асбест 3-5%, КССБ 5-7%, КМЦ 0,5%, CaCl_2 2-2,5%, окзил 1-2%, хромпик 0,1-0,2%, нефть 8-10%, мел 10-20%, барит, ПАВ (ОП-7, ОП-10) 0,4-0,5%.

Параметры: $T = 50-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 50-70 \text{ мгс/см}^2$, $\text{Ca}^{++} = 3000-4000 \text{ мг/л}$, $\sigma = 3-12 \text{ эрг/см}^2$.

в) Аммониевый (дополнительно).

3.3. Внешняя зона Предкарпатского прогиба (юго-восточная часть)

а) ВКР: КССБ 8-10%, КМЦ 0,6%, окзил 2%, CaCl_2 (б/в) 1,5-2%, хромпик 0,2%, нефть 8-12%, графит 0,5%, СМАД 2-3%, мел, барит.

Параметры: $T = 50-60$ с, $\text{СНС}_{I/10} = 50-80 \text{ мгс/см}^2$, $V = 5 \text{ см}^3$.

Плотность принимается из расчета, чтобы давление столба промывочной жидкости не превышало пластового давления в газовых скважинах более чем на 8%, а в нефтяных - на 5%.

Коэффициент восстановления газопроницаемости по фильтратам рекомендуемых промывочных жидкостей составляет 80-81,6%.

Заведующий отделом
испытания и исследования
скважин УкрНИГРИ, д.г.-м.н.м. Иванюта

Заведующий сектором
вскрытия пластов УкрНИГРИ В.Малахов

Руководитель тематической
группы КГП треста
Львовнефтегазразведка С. Пытель

Приложение 3

Регламенты

промывочных жидкостей для вскрытия меловых отложений
Западного Крыма

1. Для туфогенных отложений нижнего мела применять эмульсионные промывочные жидкости, сохраняющие удовлетворительные структурно-механические свойства при температурах до 150°C. Экспериментально установлено, что средний коэффициент восстановления газопроницаемости по фильтратам рекомендуемых промывочных жидкостей составляет 76,9%.

Эти растворы готовят как на основе глины, так и асбеста, а также глины совместно с асбестом.

Рекомендуются три типа промывочных жидкостей различных составов:

а) Хлористый кальций 2-2,5%, асбест 5-10%, карбофен 2-3%, мел 20-30%, окисленный петролатум 1-1,5%, нефть 8-10%.

Параметры: $T = 25-30$ с, $\rho = 1,2-1,25$ г/см³, $V = 0,5-1$ см³, $Ca^{++} = 4500$ мг/л, pH = 6.

б) Глинопорошок 5-15%, хлористый кальций 2-2,5%, карбофен 2-3%, окисленный петролатум 1-1,5%, нефть 8-10%.

Параметры: $T = 50-60$ с, $\rho = 1,2-1,22$ г/см³, $V = 2,5$ см³, $Ca^{++} = 1200$ мг/л, pH = 6.

в) Глинопорошок 5-10%, хлористый кальций 2,5-3%, асбест 3,5%, карбофен 2-3%, окисленный петролатум 1-1,5%, нефть 8-10%.

Параметры: $T = 13-25$ с, $\rho = 1,15-1,2$ г/см³, $V = 1-2$ см³, $Ca^{++} = 1500$ мг/л, pH = 7.

Примечание. Во всех трех растворах стабилизатор карбофен может быть заменен КМЦ-500. В этом случае снижается интервал термостойкости до 120°C.

2. Вскрытие продуктивных горизонтов карбонатных отложений верхнего мела проводить малоглинистыми высококальцевыми растворами с добавками мела (8-10%) и бенгонигового порошка (4-6%).

Обработку раствора вести КМЦ (0,3-0,5%), окислом (до 5%). Содержание ионов Ca^{++} (0,10-0,15%) поддерживать за счет их естественного поступления из проходимых известковых пород и частично добавленного мела. В качестве смазочной добавки с целью улучшения действия реагентов вводить в раствор окисленный петролатум в количестве 1-3% (в пересчете на реагент).

Параметры: $\rho = 1,05-1,1 \text{ г/см}^3$, $T = 30-40 \text{ с}$, $B = 3-5 \text{ см}^3$.

Примечание. Для увеличения термостойкости растворов, рекомендуемых для вскрытия меловых отложений, применять хромпик 0,05-0,1% (в пересчете на сухой).

Заведующий отделом испытания
и исследования скважин УкрНИГРИ, д.г.-м.н. М. Иванюта

Руководитель тематических
работ, к.г. - м.н. М. Зозуляк

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОМЕНДУЕМЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

АЛЮМИНАТ НАТРИЯ - водно-щелочной раствор, содержащий 18-20% алюмината натрия, плотностью 1,25-1,4 г/см³. Ингибитор набухания глинистых пород в пресных и минерализованных растворах. Буровые растворы, содержащие алюминат натрия, обладают повышенной глино-емкостью.

БИТУМ ВЫСОКООКИСЛЕННЫЙ - продукт окисления гудронов кислородом воздуха. Средний компонентный состав битумов: асфальтены 27-51%, масла 38-51%, смолы 12-35%. Плотность 0,99 г/см³. Порошок черного цвета, имеет размер частиц не более 1 мм. Применяется в растворах на нефтяной основе как структурообразователь и регулятор фильтрации.

БИХРОМАТ КАЛИЯ (натрия) - хромпик. Кристаллическое вещество ярко-оранжевого цвета с плотностью 4,4 г/см³. Применяется в виде водного 10-20%-ного раствора. Разжижитель пресных и минерализованных растворов, термостойкий до 250°C.

ГИДРООКИСЬ КАЛИЯ - белое кристаллическое вещество с плотностью 2,6 г/см³. Используется для регулирования pH растворов.

ГИПАН - гидролизированный полиакрилонитрил. Вязкая жидкость желтоватого цвета 10-18%-ной концентрации с плотностью 1,05 г/см³. Стабилизатор пресных и минерализованных растворов. Термостойкий до 200°C.

ГРАФИТ - серебристый порошок. Вводится в буровой раствор как смазывающая добавка. Действие графита по смазывающим свойствам не уступает нефтепродуктам.

ЖЕЛЕЗО СЕРНОКИСЛОЕ - отходы химической промышленности при производстве двуокиси титана. Кристаллическое вещество от серо-бордового до грязно-зеленого цвета. Раствор сернокислого железа имеет кислую реакцию. Применяется для снижения pH буровых растворов, загрязненных цементом, и создания конденсированной твердой фазы в солегалевых растворах. Ингибирующее влияние сернокислого железа на глинистые породы обуславливает его применение в растворах с низким содержанием твердой фазы.

ИЗВЕСТИ НЕГАШЕНАЯ — порошкообразный реагент белого цвета. Применяется для приготовления известковых буровых растворов. Придает растворам повышенную глинеемкость, что позволяет легко регулировать их структурно-механические свойства.

КАЛИЙ ХЛОРИСТЫЙ — кристаллическое вещество белого или кирпично-красного цвета. Обладает ингибирующим действием, что положительно влияет на сохранение устойчивости ствола скважины. Применяется для приготовления калиевых растворов.

КАЛЬЦИНИРОВАННАЯ СОДА — порошкообразный реагент белого цвета, используется для улучшения глинопорошков и глин, идущих на приготовление растворов, пептизацию твердой фазы, стабилизацию суспензий, осаждение ионов кальция и повышения pH.

КАЛЬЦИЙ ХЛОРИСТЫЙ — белое кристаллическое вещество с плотностью 2,15 г/см³, хорошо растворим в воде с выделением тепла. Применяется как в сухом виде, так и в виде водных растворов. Плотность 1,35–1,37 г/см³. Является реагентом, регулирующим состав обменного комплекса глин для замены ионов натрия на ионы кальция при приготовлении хлоркальциевых растворов.

КАУСТИЧЕСКАЯ СОДА — белое кристаллическое вещество с плотностью 2,02 г/см³. Выпускается как в твердом, так и в жидком виде (45–50%-ный раствор). Используется для повышения щелочности растворов и для пептизации твердой фазы.

КМЦ — карбоксиметилцеллюлоза. Реагент представляет собой белую или желтоватую (вагообразную) массу с влажностью 11–12%. Стабилизатор и разжижитель пресных и минерализованных растворов. Термостойкость КМЦ — 600 до 160°C.

КССБ — конденсированная сульфитспиртовая барда. Порошкообразный или жидкий реагент с содержанием 25–30% основного вещества темно-коричневого цвета. Плотность 1,12–1,14 г/см³. Понижитель водоотдачи и вязкости высококальциевых, пресных и минерализованных растворов (до 15%). Термостойкость по водоотдаче до 200°C.

КССБ-4 — конденсированная сульфитспиртовая барда, порошкообразное вещество темно-коричневого цвета. Понижитель водоотдачи и вязкости высококальциевых, пресных и минерализованных раство-

ров (до 15%) в условиях высоких забойных температур. Термостойкость по водоотдаче и СНС до 220°C.

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ КРАХМАЛ — порошок белого цвета, растворимый в воде. Применяется для снижения водоотдачи растворов при бурении в засоленных отложениях, обеспечивает низкую водоотдачу буровых растворов любой минерализации при температуре 120–135°C. Добавляется непосредственно в раствор без предварительной клейстеризации.

КУБОВЫЕ ОСТАТКИ СМОЛЫ (КОС) — темно-коричневая маловязкая жидкость с плотностью 1,01–1,03 г/см³. Применяется при разбуривании цементных стаканов, для уменьшения расхода химреагентов и улучшения качества вскрытия продуктивных пластов.

НАТРИЙ ХЛОРИСТЫЙ — белое кристаллическое вещество с плотностью 2,16 г/см³. Обладает ингибирующим свойством, используется для насыщения буровых растворов с целью предотвращения растворения пластовой соли и предупреждения кавернообразований.

МЕТАС — сополимер метакриловой кислоты и метакриламида. Белое порошкообразное вещество, применяется в порошкообразном виде и 5–10%-ной концентрации с NaOH при соотношении 1 : 0,35 – 1 : 0,5.

Метас предназначается для стабилизации пресных и соленых буровых растворов при обычных и высоких температурах, снижения их водоотдачи. Сочетается со всеми известными реагентами. Термостойкость по водоотдаче 200°C.

ОКСИД — модифицированный хромлигносульфонат, получается окислением ССБ хромпиком в кислой среде. Выпускается в виде 25%-ного водного раствора с плотностью 1,12–1,14 г/см³. Является понизителем водоотдачи и СНС пресных, засоленных, загипсованных, известковых неутяжеленных буровых растворов. Совместим со всеми известными реагентами. Термостойкий до 200°C.

ПУЩР — порошкообразный углещелочной реагент, темно-коричневого цвета. Стабилизатор и разжижитель пресных растворов, термостойкий до 200°C.

СМОЛА ЛЕСОХИМИЧЕСКАЯ — остатки скипидарного производства. Реагент представляет собой жидкость черного цвета. Добавляется к буровому раствору для повышения качества вскрытия продуктивных пластов.

ОП-10 — полиоксиэтилированные алкилфенолы. Желтое пастообразное вещество. Применяется в нефтемulsionных растворах в качестве гидрофобизатора твердой фазы.

СМАД-I — смесь окисленного петролатума с дизельным топливом. Реагент — вязкая жидкость темно-коричневого цвета. Используется как смазочная добавка к буровым растворам. Совместим со всеми известными реагентами буровых растворов и может использоваться при бурении с применением воды, неутяжеленных и утяжеленных растворов.

СОПОЛИМЕР М-14 — понизитель водоотдачи пресных, слабоминерализованных и минерализованных буровых растворов. Обеспечивает термостойкость буровых растворов до 200–250°C. Реагент действует при pH = 9–10.

СУЛЬФИТСПИРТОВАЯ БАРДА (ССБ) — продукт отхода бумажного производства из древесины. Темно-бурая жидкость с характерным запахом. Является понизителем вязкости благодаря соединению стабилизирующего и ингибирующего эффектов. Наиболее эффективна как понизитель вязкости в соединениях с УЩР. В соленых растворах применяется безщелочная ССБ, в пресных — необходимо добавление щелочи.

СУЛЬФОНОЛ НП-3 (анионное ПАВ) — порошок желтого цвета или 50%-ный водный раствор. Растворы, обработанные сульфоновалом в количестве 0,05–0,1%, обладают хорошими смазывающими свойствами.

ТИФН — триполифосфат натрия. Кристаллическое вещество белого цвета. Применяется как понизитель вязкости буровых растворов. Эффективно перитизирует в водной среде глинистые агрегаты и стабилизирует их, препятствуя структурообразованию.

ФХЛС — феррохромлигносульфонат. Порошкообразный реагент коричневого цвета. Понизитель водоотдачи и вязкости пресных, ингибированных (ВКР, гипсовых, сульфатно-магневых) и минерализованных растворов, способствует повышению устойчивости артиллитов. Термостойкий до 200°C.

ЦЕЛЛОЛИТИН — многотоннажный отход гидролизной промышленности при переработке древесины на фурфурол. Сыпучее волокнистое вещество коричневого цвета, нерастворимое, но набухающее в воде.

Целлолитин применяется в качестве структурообразователя и наполнителя буровых растворов при прохождении поглощающих зон. Реагент подается в раствор при циркуляции через ФСМ.

ЩЕЛОЧНЫЕ ОТХОДЫ — шлам при производстве перманганата калия, скопированное порошкообразное вещество коричневого цвета. Содержит от 3 до 10% КОН, до 2% K_2CO_3 , 2–3% растворимых солей кальция, окислителей — $KMnO_4$ до 1,3%, SiO_2 до 14%, MnO_2 до 10%. Применяется для повышения и поддержания pH вместо каустика и извести, а также как щелочная добавка при приготовлении хлоркалийных растворов. Предупреждает температурное загустевание буровых растворов.

ЩЕЛОЧНЫЕ ОТХОДЫ ДИЗТОПЛИВА (ЩОД) — жидкость темно-коричневого цвета. ЩОД применяется в качестве ингибитора коррозии ЛБТ в среде высокоминерализованных буровых растворов. Вводится самотеком непосредственно в циркуляционную систему.

Стоимость химреагентов и адреса поставщиков

Химреагент	Стоимость : тонны, руб.	Адрес поставщика
1	2	3
Алминат натрия	100	Предприятия переработки древесины
Битум окисленный	100	Семеновский завод горного воска, Александрийский завод горного воска
Бихромат калия	295	г.Первоуральск Свердловской обл., химкомбинат
Гидроксид калия		
Г и п а н	152	г.Дзержинск Горьковской обл.
Глиноземистый цемент		г.Пашня, цементный завод
Графит	273	
Железо сернокислое		г.Сумы, объединение Химпром
Известь негашеная	30	г.Керчь, Камышбурунский металлургический комбинат Укрчерметруда
Калий хлористый		г.Славянск, химкомбинат
Каустическая сода твердая	136	г.Днепродзержинск, г.Славянск, объединение Славсода
Каустическая сода жидкая	44	г.Донецк, объединение Донсода
Кальцинированная сода	40	г.Донецк, объединение Донсода, пос.Верхний Ворошиловградской обл., химкомбинат
К М Ц	1880	г.Сумгаит АзССР, г.Наманган УзССР, химзавод, Ростовской обл., химкомбинат "Россия"
Кальций хлористый безводный	115	г.Новомосковск Тульской обл., г.Славянск, объединение Славсода
КСББ жидкая	60	г.Балаклея Харьковской обл., г.Чапаевск Куйбышевской обл.

1	2	3
Крахмал модифицированный		Майский завод Кабардино-Балкарской АССР
Кубовые остатки	100	г.Татарев, лесхоз, г.Житомир, ул.Горького, 69, Облуправление лесхоза, г.Чернигов, ул.Красноармейская, 18, лесхоззаг
КСББ-4	270	Чечено-Ингушская АССР, пос.Карабулак Сунжинского района
М е т а с	2100	г.Дзержинск Горьковской обл. (через "Совнефтегеспематериалы", г.Москва)
Натрий хлористый технический	1,38	г.Славянск Донецкой обл.
О к з и л	42	г.Чапаевск Куйбышевской обл.
ОП-10		453200, г. Салават-6
П У Щ Р	56	г.Александрия Кировоградской обл., Семеновский завод горного воска
Смола лесохимическая	100	Предприятия переработки древесины
Сопалимер М-14		
С М А Д	90	г.Дрогобыч Львовской обл., г.Бердянск Запорожской обл., НПЗ
С С Б жидкая	16	г.Архангельск, целлюлозный бумажный комбинат
С С Б порошкообразная	48	Котласский целлюлозно-бумажный комбинат, пос.Коряжма Архангельской обл., г.Слобода Латвийской ССР, бумажный комбинат
Сульфонал 50%-ный	305	г.Горловка Донецкой обл.
Сульфонал порошкообразный	730	г.Сумгаит Азербайджанской ССР
Т П Ф Н	244	
Ф Х Л С	210	пос.Карабулак Сунжинского района Чечено-Ингушской АССР, г.Шумерля, химзавод
Целлолитин	3	г. Саки

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Введение.....	4
2. Технологические карты для разведочных площадей Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области.....	13
3. Технологические карты для разведочных площадей Прикарпатской нефтегазоносной области.....	31
4. Технологические карты для разведочных площадей Причерноморско-Крымской (Южно-Украинской) нефтегазоносной провинции.....	47
5. Приложения :	
1. Вскрытие и опробование продуктивных пластов.....	61
2. Регламенты промысловых жидкостей для вскрытия продуктивных отложений Западно-Украинской нефтегазоносной области.....	68
3. Регламенты промысловых жидкостей для вскрытия меловых отложений Западного Крыма.....	71
4. Краткая характеристика рекомендуемых химических реагентов.....	73
5. Стоимость химреагентов и адреса поставщиков.....	78

Подписано к печати 29.06.78 г. Уч.-изд. л. 5. Зак. 99. Тир. 500

УкрНИГРИ. Львов, пл. Мицкевича, 8.