

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
кафедра «Бурения нефтяных и газовых скважин»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ _____
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 20 __ Г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Аналитические исследования ликвидации поглощений бурового раствора
при бурении скважины в Восточной Сибири

Руководитель _____ доцент, канд.техн.наук
подпись, дата должность, ученая степень

А. Л. Неверов
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д. И. Дианов
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Анализ геолого-технических условий на примере поисковой скважины №1 Камовской площади Юрубчено-Тахомского месторождения	6
1.1 Геологическая часть на примере поисковой скважины №1 Камовской площади Юрубчено-Тахомского месторождения	6
1.2 Причины поглощения промывочной жидкости. Физическая сущность поглощения	12
1.3 Поглощающие объекты. Классификация зон поглощения	14
1.4 Гидрогеологические исследования параметров	16
поглощающих зон. Особенности геолого-промысловых условий строительства скважин в Восточной Сибири	16
2 Аналитические исследования методов предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора.....	21
2.1 Меры и методы предупреждения поглощения бурового раствора ..	21
2.2 Основные методы ликвидации поглощений.....	24
2.2.1 Применение наполнителей	25
2.2.2 Предельно структурированные тампонажные смеси для намыва твердых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов	30
2.2.3 Изоляция поглощающих зон с помощью нагнетания в них тампонажных растворов и смесей	31
2.2.4 Применение буферных тампонов	33
2.2.5 Создание изолирующего экрана в пристволенной части поглощающего пласта	34
2.2.6 Применение вяжущих веществ для перекрытия поглощающих зон.....	35
2.2.7 Применение высокомолекулярных органических материалов для борьбы с поглощением промывочной жидкости	36
2.2.8 Заливка поглощающего пласта специальными цементными растворами.....	40
2.2.9 Установка перекрывающих труб	41
2.2.10 Ликвидация поглощений методом замораживания интервалов ствола скважины	42
2.2.11 Применение пакеров при изоляционных работах.....	43
3 Решение проблемы поглощения бурового раствора за рубежом.....	44
3.1 Зарубежный опыт ликвидации поглощений бурового раствора	44

3.2 Зарубежный опыт ликвидации поглощений бурового раствора на примере месторождений Илк-Сити и Пин Лойнт (Техас).....	45
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48

ВВЕДЕНИЕ

Основным видом осложнений при строительстве скважин на нефтяных месторождениях Восточной Сибири являются поглощения бурового раствора, затраты, на борьбу с которыми составляют свыше 85% всего времени, затрачиваемого на борьбу с осложнениями. Ежегодно на борьбу с осложнениями затрачивает до 9-11% общего календарного времени бурения, что, несомненно, отрицательно сказывается на технико-экономических показателях буровых работ.

Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы:

Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.).

Технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спуско-подъемных операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения.

С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учету значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложненных скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим, совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение [1]. Поглощение буровых растворов является частым явлением, которое связано со вскрытием проницаемых пластов и представляет собой движение промывочной жидкости или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического или гидродинамического давления. Все это ведёт к потере промывочной жидкости, невозможности проводить некоторые геофизические исследования, затратам времени на ремонтные работы [2].

Большой вклад в разработку составов буровых растворов и технологий борьбы с осложнениями и авариями при вскрытии терригенно- хемогенных отложений внесли отечественные исследователи Кистер Э. Г., Городнов В. Д., Булатов А.И., Ангелопуло О. К., Жуховицкий С. Ю., Паус К. Ф., Пеньков А. И.,

Новиков В. С. Среди зарубежных исследователей следует отметить Рождерса В. Ф., Грейя Дж. Р., Дарли Г. С. Г. и других [3].

Цели работы:

1. Анализ геолого-технических условий Юрубчено-Тахомского месторождения на примере поисковой скважины №1 Камовской площади.
2. Анализ физико-механических свойств карбонатных горных пород.
3. Анализ причин поглощения бурового раствора.
4. Анализ мероприятий и методов предупреждения поглощений бурового раствора.
5. Анализ методов ликвидации поглощений бурового раствора.
6. Анализ зарубежного опыта ликвидации поглощений бурового раствора.
7. Постановка задачи развития технологии ликвидации поглощений бурового раствора при дальнейшем обучении в магистратуре.

1 Анализ геолого-технических условий на примере поисковой скважины №1 Камовской площади Юрубчено-Тахомского месторождения

1.1 Геологическая часть на примере поисковой скважины №1 Камовской площади Юрубчено-Тахомского месторождения

В таблице 1 представлен стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичные отложения	Q			
		Кембрий	Є			
		Средний-верхний	Є ₂₋₃			
10	315	Эвенкийская св.	Є ₂₋₃ ev	до 1°		1,30
		Нижний-средний	Є ₁₋₂			
315	600	Ангарская+оленчминская	Є ₁₋₂ an+ol	до 1°		1,30
600	690	Долериты				
690	865	Ангарская+оленчминская	Є ₁₋₂ an+ol	до 1°		1,30
		Нижний отдел	Є ₁			
865	955	Булайская св.	Є ₁ bul	до 1°		1,25
955	1280	Верхнебельская п/св	Є ₁ bls ₂	до 1°		1,25
1280	1530	Нижнебельская п/св	Є ₁ bls ₁	до 1°		1,20
1530	1990	Усольская св.	Є ₁ us	до 1°		1,20
1990	2030	Долериты				
2030	2070	Усольская св.	Є ₁ us	до 1°		1,20
		Венд-нижний кембрий	V-Є ₁			
2070	2120	Тэтэрская	V-Є ₁ ttr	до 1°		1,15
		Венд	V			
2120	2175	Собинская	V sb	до 1°		1,15
2175	2215	Катангская	V ktq	до 1°		1,15
2215	2230	Долериты				
2230	2255	Катангская	V ktq	до 1°		1,15
2255	2300	Оскобинская	V os	до 1°		1,10
2300	2320	Ванаварская	V vn	до 1°		1,10
2320	2500	Рифей	R	20°		1,10

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	10	Супеси, суглинки	100	Рыхлые несцементированные породы.
Є ₂₋₃ ev	10	315	Алевролиты	93	Алевролиты горизонтально и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые с тонкими прослойками гипса и ангидрита Доломиты и известняки тонко-мелкозернистые.
			Доломиты	7	
Є ₁₋₂ an+ol	315	865	Доломиты, глинистые доломиты	44	Доломиты серые, темно-серые, светло-серые, микро-тонкозернистые, неравномерно ангидритистые, массивные, слоистые. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, светло-серые. Каменная соль прозрачная, серая, светло-серая, крупнокристаллическая. Долериты темно-серые, мелкокристаллические, крепкие.
			Каменная соль	40	
			600	690	
Є ₁ bul	865	955	Доломиты	90	Доломиты средне-мелкозернистые, массивные, слоистые, неравномерная битуминозность, изредка кавернозность; внизу разреза доломиты глинистые.
Є ₁ bls ₂	955	1280	Доломиты, глинистые доломиты	50	Доломиты, глинистые доломиты светлые, светло-серые, неравномерно ангидритистые. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и светло-серая, среднекристаллическая.
			Каменная соль	50	
Є ₁ bls ₁	1280	1530	Известняки и доломиты	60	Известняки и доломиты серые, темно-серые, иногда коричневатые мелко и среднезернистые, массивные и слоистые, со стилолитовыми швами. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, коричневатые, волнистослоистые, тонкоплитчатые.
			Глинистые доломиты	40	
Є ₁ us	1530	2070	Каменная соль	40	Каменная соль бесцветная, прозрачная, реже светло-дымчатая, среднекристаллическая, крупнокристаллическая с примесью глинистого материала. Доломиты ангидритистые, глинистые с прослоями ангидритов. Цвет пород серый, темно-серый, коричневатозеленовато-серый. В осинском горизонте известняки и доломиты с резким запахом УВ, иногда
			Доломиты		
			Известняки	53	
	1990	2030	Долериты	7	

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
					пористые, кавернозные и трещиноватые. Долериты серые, темно-серые, мелкокристаллические, крепкие.
€ ₁ -V ttr	2070	2120	Доломиты Ангидриты	95 5	Доломиты, глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, коричнево-серые. Породы плотные редко трещиноватые. Ангидриты серые и светло-дымчатые, неравномерно доломитистые (до доломито-ангидритов).
V sb	2120	2175	Доломиты и глинистые доломиты Мергели	95 5	Доломиты,, серые и буровато-серые, тонко- и мелкозернистые, породы крепкие иногда трещиноватые. Глинистые доломиты серые и зеленовато-серые, иногда буровато-серые Мергели серые и буровато-серые, тонко- и мелкозернистые
V ktq	2175	2255	Доломиты Аргиллиты	67 15	Доломиты серые и зеленовато-серые, темно-серые, микро- и тонкозернистые, неравномерно ангидритистые. Глинистые доломиты зеленовато-серые, темно-серые, иногда красновато-бурые, тонкопараллельно- и слабоволнистослоистые, плитчатые. Аргиллиты зеленовато-серые, иногда вишнево-красные и красно-бурые, неравномерно доломитистые, ангидритистые и алевритистые, мелкоплитчатые.
	2215	2230	Долериты	18	Долериты темно-серые, тонко-мелкокристаллические.
V osk	2255	2300	Алевролиты Песчаники Аргиллиты Доломиты	50 15 30 5	Алевролиты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые. Песчаники серые, коричневатые-серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, мелко- и среднезернистые, плотные, иногда пористые. Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, неравномерно алевритистые, иногда песчаные, тонкопараллельно- и волнистослоистые, тонкоплитчатые. Доломиты серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, песчаные, алевритистые и глинистые, массивные, неяснослоистые.
V vn	2300	2320	Аргиллиты и алевролиты	95	Аргиллиты красновато-коричневые неравномерно песчаные и

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
			Песчаники	5	алевритистые, иногда переходящие в алевролиты, часто слюдистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, розовато-серые полимиктовые, преимущественно грубозернистые, гравелитистые.
Рифей	2320	2500	Доломиты	100	Доломиты органогенно-обломочные и строматолитовые. Породы светло-серые, серые, темно-серые.

В таблице 3 приведены возможные осложнения по разрезу скважины, а именно поглощение бурового раствора.

Таблица 3 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа х м		Условия возникновения
	от	до				при вскрытии	после изоляционных работ	
Є ₂₋₃ ev	60	315	до полного	65	Да	0,0118	0,0139	
Є ₁₋₂ an+ol	590	700	до полного	180	Да	0,0131	0,0154	На контактах вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах.
Є ₁ bul	865	955	до полного	200	Да	0,0142	0,0149	Горные породы склонны к гидроразрыву. При нарушении технологии бурения.
Є ₁ bls	1280	1530	до 3 м ³ /час		Нет	0,0144	0,0152	Естественная трещиноватость пород
Є ₁ os	1920	1990	до полного	250	Да	0,0133	0,0156	При прохождении пород осинского горизонта за счет естественной трещиноватости и кавернозности пород.
Є ₁ us	1990	2030	до полного	250	Да	0,0133	0,0147	На контакте вмещающих пород с долеритами
V - Є ₁ tt	2070	2120	частичное до 20 м ³ /час	250	Нет	0,0140	0,0147	Естественная трещиноватость пород
Рифей	2320	2500	до полного	380	Да	0,0120	0,0144	Естественная трещиноватость пород, низкие пластовые давления.

Карбонатные породы — горные породы, состоящие из минералов кальцита, доломита, магнезита, сидерита и различных примесей. По составу карбонатные породы разделяются на три группы: известняковые, доломитовые и карбонатно-глинистые. По происхождению различают четыре группы карбонатных пород: химические осадки (известняки натечные, оолитовые, афанитовые, корковые и др., доломиты, мергели, сидерит); органогенные осадки (известняки водорослевые, коралловые, фораминиферовые, ракушечники и др.); обломочные (известняковые и доломитовые конгломераты, брекчии, песчаники); перекристаллизованные (мрамор, доломит и магнезит). По структуре карбонатные породы бывают равномерно- и неравномернозернистые, грубозернистые (более 1,0 мм), крупнозернистые (1,0—0,5 мм), среднезернистые (0,5—0,25 мм), мелкозернистые (0,25—0,10 мм), тонкозернистые (0,10—0,01 мм) и микрозернистые (менее 0,01 мм). Различия в происхождении, составе и структуре определяют весьма большое разнообразие карбонатных пород по физико-механическим свойствам.

Коллекторские свойства карбонатных пород определяются первичными условиями седиментации, интенсивностью и направленностью постседиментационных преобразований, за счёт влияния которых развиваются поры, каверны, трещины и крупные полости выщелачивания. Особенности карбонатных пород — ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию обусловили большое разнообразие морфологии и генезиса пустот;

Пустотно-поровое пространство, сформированное в карбонатных породах, по сравнению с пустотами песчаников отличается большим разнообразием, как по происхождению и распределению в матрице породы, так и по морфологии. Оно образуется на всех стадиях литогенеза и особенно при внестадийных процессах и может быть первичным и вторичным. Первичные пустоты встречаются преимущественно в породах обломочных (межобломочные поры), оолитовых (межоолитные пустоты), сферолитовых (межсферолитовые пустоты), комковато-сгустковых (межформенные пустоты, развитые между комками и сгустками) и органогенных (межформенные и внутриформенные биопустоты). Вторичные пустоты формируются в результате перекристаллизации, растворения, растрескивания. К вторичным пустотам относятся межкристаллитные и кавернообразные поры, каверны и трещины.

Вторичное пустотное пространство может носить унаследованный характер и развиваться по первичным порам (наблюдается при растворении), или не согласовываться с ним (например, при трещинообразовании). Межкристаллитные поры образуются при перекристаллизации основной матрицы породы и при заполнении пустот кристаллизующимися на их стенках и нарастающими навстречу друг другу минералами (доломитом, кальцитом, сульфатами и т.д.). Морфология межкристаллитных пор геометрически оформленная (треугольная, полигональная и др.), размеры от долей до 1–2 мм. Кавернообразные поры — представлены мелкими (размером менее 2 мм) пустотами растворения. Они развиваются по межкристаллитным порам, по

мелким трещинкам и ослабленным зонам за счет растворов, привнесенных извне. Каверны образуются в результате химического растворения кальцита известняков, а также благодаря процессам доломитизации, сопровождаемым выносом растворенных компонентов. Они могут располагаться в породе беспорядочно или согласно слоистости.

Тектонические трещины имеют прямолинейный и слабоизвилистый характер. Они могут образовываться одновременно и в разное время. В последнем случае трещины относятся к разным генерациям и могут развиваться по более ранним трещинам или пересекаться под разными углами.

Терригенные породы

В эту группу входят все породы, состоящие из обломков, которые образуются при разрушении горных пород. Обломки переносятся водой или ветром, накапливаются в водоёмах и других естественных «ловушках» (т.е. тех местах, где они могут остановиться), образуя обломочные, или терригенные, осадки. Крупные глыбы и валуны часто остаются у подножия разрушающейся скалы. Они оторваны от материнской породы и, значит, также являются терригенными. В этом случае перенос обломков происходит под действием силы тяжести. Самая распространённая терригенная порода на Земле — песчаник, который образуется из терригенного осадка — песка [4].

1.2 Причины поглощения промывочной жидкости. Физическая сущность поглощения

Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), а его интенсивность – характером объекта поглощения.

Явление поглощения промывочной жидкости обусловлены соотношениями давлений в скважине и пласте, а также зависит от проницаемости пласта и степени раскрытия трещин [1].

Поглощение промывочной жидкости в скважинах происходит по ряду факторов и напрямую зависит от пористости, прочности и проницаемости коллектора, пластового давления, количества промывочной жидкости и ее качества [5,6,7].

Количество промывочной жидкости не нарушается в случае нормальных условий бурения и только за счет естественных потерь и фильтрации воды из раствора ее количество может уменьшаться.

При условии превышения гидростатического давления над пластовым раствор преодолевает местные гидравлические сопротивления и проникает в трещины, каналы и поры горны пород. При снижении давления в скважине относительно пластового давления возможен переток флюида из пласта в скважину и это, в свою очередь, приведет к нефтеводопроявлениям. По этой причине оба явления – поглощение и проявления – зачастую встречаются в одной и той же скважине [6,7].

Поглощение раствора в пласт может произойти при условии превышения удельного веса раствора над относительным давлением, а в случае значительного превышения возможна потеря циркуляции. При этом ствол скважины может быть подвержен обвалам и осыпям вышележащих пород вследствие снижения уровня промывочной жидкости в скважине.

Полагаясь на опыт промысловых исследований в нагнетательных скважинах [8], когда происходит гидроразрыв, в породе образуются трещины, увеличивающие поверхность контакта породы с буровым раствором. Величина раскрытия трещин изменчива и меняется в зависимости от избыточного давления на пласт. Соответственно, существует критическое давление, при котором происходит раскрытие трещины, что приводит к резкому росту проницаемости пласта. Не мало важным является то, что при снижении давления до критического приводит к смыканию трещин, это необходимо учитывать при изоляционных работах.

При невысоких значениях давления разрывов (1,3 – 1,35 от пластового) происходит раскрытие имеющихся микротрещин, но не разрыв породы. Намного большие давления возникают при выполнении технологических операций, таких как промывка скважины, восстановление циркуляции и спуск обсадной колонны.

Основываясь на выводах А.С. Шарутина и В.Ф. Роджерса следует учесть тот факт, что при образовании сальников на бурильных замках и долоте происходит увеличение давления в стволе скважины. Иногда мощность сальника на долоте может быть настолько значительной, что давление, развиваемое буровыми насосами будет полностью передаваться на пласты. Также при быстром спуске колонны возможен разрыв пласта.

Полагаясь на утверждения Г. А. Ситдыкова можно выделить три случая в момент вскрытия продуктивного пласта: $p = p_{пл}$, $p < p_{пл}$ и $p > p_{пл}$. Идеальные условия соблюдаются при первом случае, поэтому не будет наблюдаться никаких изменений. В случае превышения пластового давления над гидростатическим, как во втором случае будет увеличиваться выход жидкости из скважины вследствие перетока жидкости из пласта. В случае, когда гидростатическое давление преобладает над пластовым происходит поглощение промывочной жидкости.

Гидравлические сопротивления в скважине увеличиваются за счет уменьшения кольцевого зазора, роста глубины бурения, увеличения количества закачиваемой промывочной жидкости и возрастанием ее удельного веса, вязкости и структурных свойств.

При подъеме бурильных труб сальники, образованные на замках приводят к поршневанию скважины, что, в свою очередь, приводит к нефтеводопроявлениям. Поэтому в таких случаях следует устанавливать средства автоматического долива скважины с обязательной регистрацией объема поступающей в нее жидкости.

В заключении можно сделать вывод, что для решения задачи предупреждения поглощений промывочной жидкости необходим комплексный подход [9].

Основополагающим мероприятием является ограничение излишнего давления на стенки скважины, достичь которого можно путем:

- Тщательного подбора параметров промывочной жидкости: вязкости, водоотдачи, удельного веса и статического напряжения сдвига;
- Ограничение скорости спуска бурильной колонны до 1 м/с, при зазорах между низом бурильной колонны и стенками скважины меньших 12 – 18 мм, время спуска одной свечи должно быть 35 – 40 с [5];
- Проведение промежуточных промывок при спуске колонны;
- В период вызова циркуляции необходимо обеспечить плавный пуск насосов и понизить их производительность.

Успешность проведения изоляционных работ поглощающих пластов будет зависеть от характера путей отхода промывочной жидкости, а именно от литологии пласта, характера и размера трещин или поровых каналов, также от интенсивности поглощения и мощности поглощающего пласта, а при одновременном вскрытии нескольких поглощающих пластов – от наличия перетоков по стволу скважины.

1.3 Поглощающие объекты. Классификация зон поглощения

Поглощающими объектами могут быть:

- продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением;
- дренированные пласты, т. е. продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость;
- трещиноватые и кавернозные породы, а также породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, карстовые пустоты.

Таблица 4 – Обобщённая классификация зон поглощения

Характеристика зоны поглощения	Категория зон поглощения, раскрытие поглощающих каналов		
	I категория: мелкотрещиноватая и пористая среда; раскрытие до 5 мм	II категория: среднетрещиноватая среда; раскрытие 5-100 мм	III категория: крупнотрещиноватая, кавернозная среда; раскрытие > 100 мм
Особенности вскрытия и процесса разбухания проницаемых пластов	Циркуляция неполная, неустойчивая, зачастую отсутствует совсем, периодически восстанавливаясь. Затяжки бурильного инструмента отсутствуют	Циркуляция бурового раствора отсутствует. Возможны кратковременные восстановления циркуляции с частичным выходом бурового раствора на поверхность	Внезапное полное прекращение циркуляции бурового раствора, иногда затяжки бурильного инструмента и прихваты его
Увеличение механической скорости бурения	Увеличение в 3-4 раза	Резкое увеличение	«Провалы»
Наличие и величина «провалов» бурильного инструмента, м	до 0,3	от 0,3 до 0,5	от 0,5 до 5-7
Превышение динамического уровня над статическим, м (при производительности бурового насоса 15-20 л/с)	> 50	10-50	< 10
Пробная закачка в зону поглощения тампонажных смесей с подвижностью 15 см и крупностью наполнителя, мм Реакция зоны, Мпа	до 5 8 - 0	до 20 8 - 0	до 40 0

В практике наблюдаются случаи, когда поглощения промывочной жидкости возникают не только при вскрытии объекта поглощения в процессе бурения, но и во время спуско-подъемных операций. При движении труб в глинистом растворе возникают гидродинамические явления: при спуске труб гидродинамическое давление накладывается на гидростатическое давление в стволе скважины ниже спускаемой колонны труб, увеличивается гидростатическое давление на забой. Иногда это приводит к образованию в породах трещин, по которым и уходит промывочная жидкость. Трещины, возникающие в породе вследствие высоких давлений («гидроразрыв пород»),

могут не только послужить причиной потери промывочной жидкости, но и способствовать осложнениям, вызывающим нарушение целостности ствола скважины [1].

Принято выделять три разновидности поглощений:

- поглощение трещинами, образующимися вследствие чрезмерных давлений бурового раствора;
- поглощение ранее существовавшими открытыми трещинами в пласте;
- поглощение большими полостями, обладающими структурной прочностью (такими, как крупные каверны или каналы, образующиеся в процессе выщелачивания).

Также распространены поглощения в пластах с аномально низким пластовым давлением.

На стадии выбора наиболее подходящего решения необходимо установить критерии и провести их ранжирование в соответствии с удельным весом каждого критерия:

- соответствие предлагаемой технологии природе поглощения в данных условиях;
- безопасность предлагаемой технологии;
- экономика предлагаемой технологии;
- потенциальные риски;
- имеющиеся технические ограничения [10].

1.4 Гидрогеологические исследования параметров поглощающих зон. Особенности геолого-промысловых условий строительства скважин в Восточной Сибири

Понимание механизмов поглощения в каждом конкретном случае и тестирование различных технологий на соответствие установленным критериями позволяет исследовательской компании подобрать наиболее эффективный способ ликвидации поглощения и передать технологию заказчику для реализации. Показателен в данном случае пример решения проблемы с ликвидацией поглощений при бурении скважин в Восточной Сибири. В связи с истощением месторождений в традиционных регионах добычи нефти, в первую очередь в Западной Сибири, темпы бурения в Восточной Сибири в последние несколько лет возрастают в геометрической прогрессии.

Особенности геолого-промысловых условий строительства скважин в Восточной Сибири обуславливают высокую степень осложнённости поглощениями – согласно экспертным оценкам вероятность вскрытия зоны частичного или катастрофического поглощения составляет примерно 80 процентов. Наиболее распространённым способом бурения интервалов катастрофического поглощения в Восточной Сибири сегодня является бурение без выхода циркуляции на технической воде. Такой подход позволяет буровой компании осуществить проходку поглощающего интервала. Однако тестирование такого подхода по критериям, приведённым в настоящей статье,

позволяет получить вывод о небезопасности и экономической неэффективности на первый взгляд дешёвого решения. Так, например, суммарные затраты на бурение без выхода циркуляции в связи с продолжительностью проходки интервала (вызванной сложностью удаления выбуренной породы с забоя и проблемами удержания стенок скважины) могут оказаться значительно выше затрат на проведение гидродинамических испытаний и применение специализированных материалов.

Исследования по проблеме проводки скважин в поглощающих пластах проводятся с позиции гидродинамики, физико-химии и конструирования технических средств. Гидродинамические исследования выполняются для определения характеристик поглощающих пластов, выбора реологических параметров буровых растворов и тампонирующих систем; физико-химические исследования, в основном, связаны с подбором рецептур буровых растворов и тампонажных смесей. Недостаточная связь между отдельными этими исследованиями не обеспечивает высокую эффективность предупреждения и ликвидации поглощений. Поэтому только комплексное решение рассматриваемой проблемы, предусматривающее гидродинамические исследования поглощающего пласта для получения информации о его состоянии и параметрах, физико-химические исследования тампонирующих систем, а также разработку и внедрение технических средств и технологических приемов, применяемых в соответствии с характеристиками поглощающего пласта, позволят успешно решить проблему проводки скважин в поглощающих пластах [10].

Теоретическому и экспериментальному исследованию физико-геологической сущности явлений поглощения, определению параметров поглощающего пласта, а также разработке мероприятий по предупреждению и ликвидации этого вида осложнений посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных исследователей [11–16]. Однако многие вопросы рассматриваемой проблемы требуют дальнейшей разработки. Теоретические положения о взаимодействии поглощающих пластов, требования к тампонирующим смесям, определение необходимого количества тампонирующей смеси, эффективные способы борьбы с поглощениями на площадях с аномально низким давлением при высокой интенсивности поглощения разработаны недостаточно и являются актуальными и на сегодняшний день. Современное состояние проблемы проводки скважин в поглощающих пластах показывает, что эффективность изоляционных работ может быть повышена, а в ряде случаев осложнения могут быть предупреждены при комплексном подходе к решению проблемы в содружестве специалистов науки и производства.

Потеря циркуляции — это частичный или полный уход бурового раствора в породы. Это может произойти в только случае, когда естественные или созданные трещины в породе достаточно велики, чтобы пропустить буровой раствор, и когда давление, создаваемое столбом бурового раствора, превышает поровое давление пласта. Признаки потери циркуляции зависят

только от степени поглощения. Это может быть как постепенное снижение уровня в емкостях, так и полное прекращение выхода раствора на поверхность.

Поглощения могут происходить в четырех типах пород, к которым относятся следующие:

- нецементированные или высокопроницаемые породы, т. е. пласты гравия;

- породы с естественной трещиноватостью: известняки, доломиты, мел, крепкие песчаники и сланцевые глины;

- породы с искусственно наведенными трещинами;

- кавернозные породы, т. е. известняки, выщелоченные просачиванием воды.

Каждая из указанных выше зон проявляет определенные идентифицирующие характеристики, которые можно кратко изложить следующим образом:

Таблица 5 – Идентифицирующие характеристики зон поглощения

Тип породы	Местонахождение	Тип поглощения
Несцементированные породы	Могут встречаться в породах любого типа, но обычно встречаются в породах со слабыми плоскостями напластования. Может встречаться как в устойчивых, так и в слабосцементированных породах. Часто встречается вслед за внезапными гидравлическими ударами и поэтому является признаком неквалифицированного ведения буровых работ.	Вначале постепенное снижение уровня в емкостях.
Породы с естественной проницаемостью	В горных породах любого типа, обычно на больших глубинах, широко распространены.	Вначале постепенное снижение уровня в емкостях.
Искусственно наведенные трещины	Могут встречаться в породе любого типа, но обычно встречаются в породах со слабыми плоскостями напластования. Может встречаться как в устойчивых, так и в слабосцементированных породах. Часто встречается вслед за внезапными гидравлическими ударами и поэтому является признаком неквалифицированного ведения работ	Обычно происходит внезапно с полной потерей циркуляции.
Кавернозные породы	Обычно ассоциируются с выщелоченными известняками. Имеют широкое распространение, обычно в прибрежных регионах.	Обычно внезапное и полное, сопровождаемое проваливанием долота на глубину от нескольких дюймов до метра [9].

Таблица 6 – Гидрогеологические исследования параметров зон поглощения, способы их проведения и использование полученных параметров

	Наименование определений	Способы определения	Направление использования параметров
.	Глубина залегания поглощающих пластов, диаметр ствола	ГИС (кс, пс, бкз, резистивиметр, термометрия, расходомерия, кавернометрия, ГК, НГК)	Планирование изоляции зоны поглощения; определения коэффициента удельной приемистости, пористость проницаемых пород, выбор способа изоляции
.	Толщина поглощающих пластов		
.	Литологический состав проницаемых пород, тип коллектора		
.	Физико-механические свойства поглощающих пород	Лабораторные определения	Расчет параметров изоляционных завес
.	Состав пластового флюида	Проектные данные, лабораторные определения	Выбор тампонажных составов
.	Интенсивность поглощения	Гидродинамические исследования	Расчет параметров поглощения, выбор способа ликвидации, приведения расчетов при планировании изоляции
.	Статический уровень		
.	Динамический уровень		
.	Плотность бурового раствора	Технологический контроль бурения	

Наиболее эффективной, с точки зрения затрат, обработкой является предотвращение. Расчеты и оценки показывают, что почти 50 % всех осложнений, связанных с потерей циркуляции, можно предотвратить, используя соответствующую технологию бурения и соответствующий раствор. Двумя наиболее распространенными причинами потери циркуляции, которых можно избежать, являются следующие:

- слишком высокие давления на забое;
 - слишком высоко установленная промежуточная колонна.
- Слишком высокие давления на забое могут быть вызваны:
- избыточным гидростатическим давлением;
 - слишком высокой скоростью циркуляции;
 - пульсацией насоса;
 - нарастанием фильтрационной корки;
 - слишком быстрым спуском инструмента (гидравлический удар);
 - слишком быстрым подъемом инструмента (поршневание);

- чрезмерной вязкостью;
- набуханием предохранительных колец для обсадных труб.

Все эти причины чрезмерного давления на забой можно предотвратить, используя правильную технологию бурения и поддерживая параметры бурового раствора в требуемых пределах. Если зона поглощения ожидается, то рекомендуется предварительная обработка бурового раствора наполнителями для борьбы с поглощением. Если восстанавливать циркуляцию должным образом, то можно предотвратить большинство гидравлических ударов. Хорошая реология обеспечит качественную очистку ствола, тогда как поддержание в безопасных пределах низких плотностей раствора снизит вероятность потери циркуляции, вызываемой избыточным гидростатическим давлением [10].

2 Аналитические исследования методов предупреждения и ликвидации поглощений бурового раствора

2.1 Меры и методы предупреждения поглощения бурового раствора

Мероприятия по предупреждению поглощений:

- регулирование плотности бурового раствора путем совершенствования очистки его от песка и частиц выбуренной породы с помощью хим. реагентов, тщательного соблюдения правил химической обработки раствора и его разбавления. Добавление в раствор нефти и при необходимости аэрация его, бурение с промывкой чистой водой;

- регулирование реологических параметров бурового раствора (снижение его вязкости и статического напряжения сдвига (СНС). Однако необходимо учитывать, что высоковязкие и высоко - коллоидные растворы способствуют ликвидации поглощений в маломощных пластах, сложенных нецементированным материалом. Ограничение скорости спуска инструмента, плавный пуск буровых насосов и недопущение расхаживания инструмента;

- улучшение конструкции скважин для избежания воздействия утяжеленных растворов, применяемых при проходке нижележащих пород, на вышележащие породы.

Указанные мероприятия на практике разрешили многие вопросы, связанные с предупреждением и ликвидацией поглощений, сократив их число на 50-90% [1].

Методы предупреждения поглощений

На стадии проектирования скважины должны разрабатываться мероприятия по предупреждению возможных осложнений при ее строительстве, но, как правило, успешность проведения данных мероприятий в большей степени зависит от конкретных геолого-технических условий бурения [17]. Сюда относится интенсивность, изменчивость, характер проявления поглощений, а также четкая и достоверная информация от параметров

проницаемых пластов [18]. Комплекс предупреждающих методов делится на две группы. В первом случае применяются методы, если ожидается вскрытие проницаемых пород бурением. Во второй группе отмечаются технологические меры, которые направлены на восстановление нормальной циркуляции промывочной жидкости. Технологические меры второй группы выполняются в случае, если методы первой группы не приводят к положительному результату. Наиболее распространенными мерами предупреждения поглощений являются:

- технологическая остановка процесса бурения на 6-10 часов с момента нарушения нормальной циркуляции и возникновения поглощения;
- переход с турбинного способа бурения на роторный и регулирование подачи буровых насосов;
- снижение скорости спуска инструмента;
- кольматация интервала поглощающих пород гидромониторными струями промывочных жидкостей на глинистой основе;
- регулирование закупоривающих и реологических свойств, плотности промывочной жидкости;
- формирование малопроницаемой быстротвердеющей цементной корки на участках ствола повышенной проницаемости;

Из всех перечисленных наиболее нестандартным методом является последний. Быстротвердеющая цементная корка создается с целью упрочнения стенок скважины и предупреждения осложнений после гидродинамических исследований поглощающих зон и с целью сохранения коллекторских свойств. Для формирования данной корки в тампонажный раствор добавляется ПВАР (поливинилацетатный реагент) [19].

Аналитические исследования и промышленный опыт приводят к одной самой весомой причине осложнений при бурении – гидравлической связи неустойчивых пород и вскрываемого бурением комплекса флюидонасыщенных пластов со стволом скважины. К неустойчивым гидродинамическим и физико-химическим процессам взаимодействия этой сложной геолого-технической системы приводит воздействие технологических факторов (свойства промывочных жидкостей и тампонажных растворов, дифференциальные давления) и геолого-физических факторов (пластовое давление и температура, свойства пластовых флюидов, фильтрационные и прочностные свойства горных пород). Подобные нестационарные процессы и являются причиной большинства встречаемых осложнений, в том числе и поглощений технологических жидкостей.

Несмотря на практическую значимость приведенных методов их использование может быть сильно ограничено довольно узким диапазоном изменения фильтрационных параметров поглощения промывочной жидкости. По этой причине применение данных способов чаще всего является временной мерой перед проведением полной и надежной изоляции поглощающих зон без необходимости остановки процесса бурения.(20,21). Для оптимального решения проблемы в этом случае целесообразно совмещать процесс вскрытия поглощающего интервала с его изоляцией. Из всех вышеприведенных способов

данному требованию отвечает только обработка ствола гидромониторными струями тампонажных растворов и промывочных жидкостей. Указанная технология имеет два основных преимущества над другими способами:

- позволяет устранить причину поглощений, т.е. устраняет гидродинамическую связь проницаемого интервала со стволом скважины;
- гидромониторная кольматация позволяет создать условия, близкие к оптимальным для проведения изоляции пластов высокой проницаемости, т.е. непосредственной ликвидации поглощения.

Использование кинетической энергии гидромониторных струй промывочных жидкостей с структурно-механическими свойствами является основой гидромониторной обработки ствола. Обработка проницаемых горных пород данным методом проводится с использованием насадок в наддолотном переводнике или с помощью устройства с несколькими рабочими насадками.

Обработка ствола гидромониторными струями производится реализацией трех технологических схем:

- непрерывно во всем интервале бурения скважины до проектной глубины;
- при вскрытии интервалов бурения, осложненных пластами с АВПД (нефтегазопроявления) и АНПД(поглощения);
- при необходимости изоляции нефтегазопроявляющих пластов твердеющими изолирующими растворами;

Следующий алгоритм используется для расчета параметров гидромониторной кольматации:

- определяется скорость истечения промывочной жидкости из насадки;
- рассчитывается динамическое давление пятна струи на преграду;
- рассчитываются общие гидравлические потери в циркуляционной системе.

Общие гидравлические потери не должны превышать допустимого давления насосов для их нормальной работы при установленном диаметре втулок.

По результатам комплексной оценки метода гидромониторной кольматации проницаемых пород установлено [22]:

- кольматация прискважинной зоны нефтеносного песчаника пористостью 22-24,5 % приводит к образованию плотного непроницаемого глинистого экрана толщиной до 12-25 мм;
- высокая герметичность зоны кольматации резко снижает проникновение фильтрата в пласт, следовательно, уменьшается толщина глинистой корки до 1-3 мм;
- происходит повышение герметичности ствола в 2-5 раз и прочности на 15-20 %;
- происходит восстановление проницаемости на 85-95 % и гидропроводности на 100 % при создании депрессии на закольматированный пласт в пределах 8-11 Мпа;

Промысловый опыт строительства нефтяных и газовых скважин показал, что метод создания кольматационного экрана гидромониторными струями приводит к общему повышению и выравниванию фильтрационно-прочностных показателей ствола, что обеспечивает безопасное и качественное бурение скважин.

При выборе способов ликвидации поглощений необходимо руководствоваться следующими критериями:

- обеспечение качественного цементирования скважины за счет надежной изоляции зон поглощения;

- обеспечение минимума затрат времени и средств на углубление ствола скважины в зоне осложнений.

Перед тем как выбрать способ ликвидации поглощения производят учет категории зоны поглощения, которую устанавливают в ходе исследований.

Все современные методы борьбы с поглощениями бурового раствора можно разделить на две группы:

- профилактические мероприятия по предупреждению и ликвидации зон поглощений бурового раствора в процессе углубления скважины;

- специальные методы ликвидации зон полных (катастрофических) поглощений бурового раствора, выполняемые с прерыванием процесса углубления скважины (например, закачка в зону тампонов, изоляционные работы, установка перекрывателя и др.).

Процесс закупоривания трещин является основным профилактическим мероприятием по предупреждению и ликвидации поглощающих зон.

От соотношения раскрытости трещин и фракционного состава кольматанта, а также величины репрессии на пласт будет зависеть эффективность процесса кольматации.

В США, например, 90 % всех случаев поглощений ликвидируют с помощью наполнителей. С практической точки зрения выбор закупоривающих материалов и их фракционного состава ограничивается материалами, которые при добавлении к буровому раствору могут прокачиваться буровыми насосами через бурильные трубы (турбобур) и промывочные отверстия долота. В России разработаны и применяются различные инертные наполнители. При добавлении наполнителей к буровым и тампонажным растворам возрастает их закупоривающая способность, что способствует уменьшению расхода растворов и материалов для их приготовления, а также сокращения затрат времени на изоляционные работы. В отечественной практике в последние годы резко сократился ассортимент используемых наполнителей, порой до одного-двух компонентов: кордного волокна или резиновой крошки, что снижает эффективность профилактических мероприятий и изоляционных работ.

2.2 Основные методы ликвидации поглощений

Для ликвидации поглощений в зависимости от их интенсивности на данный момент используются такие методы как:

- ввод наполнителя в буровой раствор;
- закачивание высоковязких тампонов с наполнителем;
- установка твердеющих тампонов (быстротвердевающие цементные растворы, цементно-бентонитовые составы, асбесто-цементные составы);
- закачка через бурильные трубы буферных глинистых тампонов в пласт и перекрытие зоны поглощения в стволе цементным мостом;
- отдельная закачка компонентов буферных тампонов через трубное и затрубное пространство для получения тампона повышенной пластической прочности и перекрытие зоны поглощения в стволе цементным мостом;
- перекрытие зоны поглощения обсадной колонной [23].

2.2.1 Применение наполнителей

Опыт борьбы с поглощениями показывает, что одним из эффективных методов ликвидации поглощений является закупорка поглощающих каналов с помощью наполнителей.

В качестве наполнителей широко применяют: резиновую крошку, хромовую стружку, отходы реактопластов, улюк (отходы хлопкового волокна), выбуренный шлам, кордное волокно, целлофановую стружку, ореховую скорлупу, древесные опилки и др. Определить в лаборатории пригодность каждого закупоривающего материала весьма трудно из-за незнания размера отверстий, которые должны быть закупорены. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов. Основным критерием выбора наполнителя является его фракционный состав, частицы которого должны быть в 2-3 раза меньше раскрытия каналов трещин, а также использование смесей наполнителей разной природы и исключение относительного движения фаз в среде жидкости, используемой для транспорта наполнителя в зону поглощения.

Наполнители по качественной характеристике подразделяются на:

- Волокнистые – имеют растительное, животное, минеральное происхождение. Сюда относятся и синтетические материалы.
- Пластинчатые – пригодны для закупорки пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5мм. К ним относят: целлофан, слюду, шелуху, хлопковые семена и т.д.
- Зернистые – перлит, измельченная резина, кусочки пластмассы, ореховая скорлупа и др.

Важнейшими свойствами наполнителей являются: наличие оптимального распределения размеров частиц, форма, масса или плотность частиц, их жесткость и инертность.

Ниже представлена одна из схем, по которой проводится ликвидация поглощений буровых растворов наполнителями:

– размещение бурового раствора с максимальной концентрацией наполнителя в стволе скважины от зоны поглощения и выше с периодическим доливом в скважину;

– распределение наполнителя равномерно в объеме пачки при циркуляции бурового раствора;

– намыв наполнителя в зону поглощения [23].

Опыт промыслового применения наполнителей, тампонов и кольматирующих смесей.

Введение в циркулирующий раствор

Наполнители вводят в циркулирующий раствор перед разбуриванием мелкопористых и мелкотрещиноватых пород для предупреждения поглощения. Для того, чтобы равномерно распределить наполнитель по всему объему циркулирующей жидкости их вводят в глинистые растворы с помощью гидромешалки или глиномешалки, также глинистый раствор с наполнителем может быть заранее приготовлен в отдельном амбаре.

Ниже приведена таблица с оптимальными дозировками вводимых наполнителей, при которых не нарушается нормальное бурения скважины.

Таблица 7 – Оптимальные дозировки вводимых наполнителей

Наполнитель	Фракционный состав, мм	Оптимальная добавка к промысловому раствору, %	
		При турбинном бурении	При роторном бурении
Целлофан	0,5 - 10	0,1 – 1,0	1,0 – 3,0
Кожа «горох»	0,5 - 6	0,1 – 0,5	0,5 – 7,0
Кордное волокно	0,5 - 20	0,1 – 0,2	0,2 – 5,0
Слюда-чешуйка	0,5 - 10	0,1 – 2,0	2,0 – 7,0
Губчатая резина (крошка)	0,25 - 4	0,1 – 0,2	2,0 – 5,0

Введение в тампонирующие смеси

Если метод введения наполнителя в циркулирующий раствор не позволяет предотвратить поглощение, то в поглощающий интервал закачивают раствор тампонажного цемента с различными наполнителями. Суть таких цементов заключается в том, что они обладают более лучшими закупоривающими свойствами за счет имеющихся наполнителей, что способствует сокращению времени и средств, затрачиваемых на работы по борьбе с поглощениями промысловой жидкости. При этом способе требуются два цементировочного агрегата: один в паре с цементносителем, предназначенный для приготовления цементного раствора и прокачки его через гидромешалку, а другой для закачки смеси с наполнителем в скважину.

Также перед цементированием поглощающей зоны целесообразно произвести намыв в нее инертных наполнителей, с целью перекрытия крупных каналов поглощающего участка ствола скважины. Ранее в восточных районах Сибири применяли данный способ и закачивали в поглощающий горизонт

воду, содержащую значительное количество песка. Это осуществляли двумя способами. В первом случае открытый конец бурильных труб устанавливали в кровлю зоны поглощения, в другом – в подошву. Когда открытый конец бурильной трубы установлен в кровлю песок забрасывали в воронку, находящуюся на устье скважины и одновременно с помощью бурового насоса через квадратную штангу подавали воду. В другом случае, когда бурильные трубы устанавливали в подошву зоны поглощения, с помощью цементировочного агрегата закачивали песчаную пульпу до появления циркуляции. Несмотря на эффективность данного метода, он не нашел широкого применения ввиду его трудоемкости.

Более крупные наполнители (кошма, отходы резины) подаются в зону поглощения несколько по другой технологии намыва. Так открытый конец бурильных труб спускается в кровлю продуктивного пласта. Воронка от цементировочного агрегата монтируется на верхнюю муфту бурильных труб и над ней устанавливается ведущая труба. С помощью бурового насоса регулируют расход выкидной задвижки на манифольде и равномерно подают воду по манифольду в ведущую трубу, а затем в бурильные трубы. Затем равномерно через воронку забрасывают наполнитель, которые увлекаются потоком жидкости в зону поглощения. Намыв производится до появления циркуляции, после чего на бурильные трубы навешивается рабочая труба и трубы спускаются до подошвы поглощающего пласта. Если при продавливании полного объема материала в поглощающий пласт циркуляция не появляется, то бурильные трубы поднимают до кровли пласта и продолжают намыв наполнителя в той же последовательности до тех пор, пока не будет снижаться интенсивность поглощения, после подобных операций производится заливка зоны поглощения быстросхватывающейся смесью.

Исследователи отмечают, что при проведении буровых в трещиноватых и сильно кавернозных коллекторах намыв наполнителя одного типа и размера не приводит к положительным результатам.

Поэтому в поглощающий пласт более рационально производить намыв разных по типу и размерам наполнителей, что приведет к более лучшему закупориванию поглощающих каналов.

Также раньше при разбуривании трещиноватых кавернозных пород, когда возникала проблема с полной потерей промывочной жидкости применяли тампоны типа «мягких пробок». Данный тампон чаще всего состоит из концентрированной плотной смеси различных наполнителей, смешанной на глинистом или цементном растворах, которая задавливается промывочной жидкостью в зону поглощения раствора.

В работе А. Старцева описывается технология приготовления тампона, основанного на глинистом растворе с добавлением кордного волокна.

Одновременно с подачей глинистого раствора через цементировочную воронку засыпается кордное волокно. С помощью цементировочного агрегата полученную массу задавливали в скважину. Эффективность данного способа

подтвердилась при его промышленном использовании при борьбе с поглощением промывочной жидкости различной интенсивности.

Для перекрытия поглощающих каналов так же эффективен метод задавливания в поглощающую зону твердых битумных смесей. Когда зона поглощения полностью вскрыта в скважину забрасывают битумные цилиндры длиной 1,0 – 1,5 м каждый и клин, на который создается нагрузка бурильным инструментом. Битум затекает в поглощающие каналы вследствие действия этой нагрузки и перекрывает их. Данные битумные цилиндры изготавливаются в специальных заливочных формах, в которые заливается расплавленный битум. Диаметр цилиндров должен быть меньше диаметра скважины на 10 – 15 мм. Опыт применения данного метода показал сведение его первоначальной эффективности на нет за счет большой текучести битумной массы под влиянием температуры и перепада давления в системе скважина – поглощающий пласт.

Практика применения наполнителей показывает, что не имея достаточных данных о характеристике поглощающей зоны, нельзя с уверенностью судить об эффективности того или иного наполнителя.

Лабораторные исследования показывают, что каждый наполнитель способен перекрывать поглощающие каналы только определенной, максимально возможной величины [11].

– Тампон на основе полиакриламида и сульфата алюминия Это мягкий тампон, представляющий собой черную (если в качестве инертного носителя использовать нефть) или светло-бежевую (если в качестве инертного носителя использовать конденсат) медузоподобную массу. Его можно получить химическим способом в зоне поглощений в трещиноватых пластах за счет закачки в пласт последовательно: сначала инертной жидкости, содержащей смесь полиакриламида и сульфата алюминия и глубоко проникающей в поры, трещины и пустоты поглощающего пласта, а потом — воды. При контакте с водой полиакриламид набухает и в сотни раз увеличивается в объеме, а сульфат алюминия сшивает набухшие линейные молекулы ПАА. При этом образуется разветвленная структура, способная закупорить поры и трещины и создать защитный экран. Сущность применяемой технологии заключается в повышении эффективности изоляции зон катастрофических поглощений в трещиноватых пластах, кастровых провалах и пустотах за счет быстро расширяющегося в воде полиакриламида, сшиваемого сульфатом алюминия, доставляемые в зону поглощения средой инертных носителей (нефти или дизельного топлива).

– Тампон из крахмала и цементного раствора. Тампон был разработан без специальных материалов и смесительного оборудования. Тампон можно легко и быстро приготовить на стандартном оборудовании, имеющемся на буровой. При установлении этого тампона используется тот факт, что при попадании цементного раствора в раствор крахмала образуется прочный каучукоподобный материал. Этот тампон может быть получен также химическим способом в зоне поглощений за счет закачки в пласт последовательно: сначала крахмального раствора, который глубоко проникающей в поры, трещины и пустоты

поглощающегося пласта и обволакивает их, затем прокачивается буферная жидкость, а потом — водно-щелочной раствор цемента. При контакте цементного раствора с крахмальным раствором образуется каучукоподобная структура, которая затвердевает и способна перекрыть трещины. Этот тампон, полученный нами в лаборатории, представляет собой сплошную, прочную каучукоподобную массу.

– Тампон из бентонита в дизельном топливе при установке этого тампона используют тот факт, что при попадании воды в смесь бентонита с дизтопливом бентонит быстро гидратируется и образует прочный материал. На практике устанавливают местонахождение зоны поглощения и спускают колонну открытым концом на 15–30м выше этой зоны.

Таблица 8 – Рекомендуемые типы наполнителей и области их применения

Наименование наполнителя	Категория сложности	Раскрытие трещин, мм	Возможность закачки через ГЗД	Объект изоляции	
				Непродуктивный	Продуктивный
Асбест А-5, А-6	I, II	До 0,5	-	+	В смеси
Вспученный вермикулит	I	До 0,5	+	+	+
Микросферы	I	До 0,5	+	-	+
Мраморная крошка	I, II	0,5-3	-	В смеси	+
Композиционный набухающий	II, III	>3	-	+	+

Асбест марки А-5, А-6 по ГОСТ 12871-93 используется в массовом содержании 0,5 – 1,5 % мас. при проведении гидродинамической кольматации буровым раствором с содержанием твердой фазы меньше 20% мас. Этот наполнитель используют при ликвидации поглощений первой категории сложности. При этом раствор циркулирует через приемную емкость с отключением средств очистки.

При ликвидации поглощений первой категории сложности при бурении с использованием винтового забойного двигателя может быть проведена закачка бурового раствора с полыми стеклянными макросферами в качестве наполнителя. Данный подход позволяет повысить эффективность ликвидации поглощений при раскрытии трещин до 0,4 мм, а также исключить заклинивание бурильного инструмента при его подъеме [23].

В условиях пластовых давлений ниже гидростатических, эффективным наполнителем является вспученный вермикулит.

Его получение основано на термообработке измельченного минерала вермикулита при температуре 900 – 1100С, в результате которой минерал теряет кристаллизационную воду, при этом увеличивается его объем и пористость.

Технология использования этого минерала в качестве наполнителя предполагает пропитку его порового пространства нефтью перед вводом в

буровой раствор. Расход вспученного вермикулита производился из расчета 50-55 кг вермикулита на 1 м³ бурового раствора.

Использование данной системы буровых растворов увеличивает возможность предотвращения или ликвидации поглощений с градиентами пластового давления от 0,00375 до 0,010 Мпа/м.

Опираясь на данные Миннефтепрома на борьбу с поглощениями затрачивается 4 – 8 % общего календарного времени бурения скважин, а в США убытки по борьбе с поглощениями ежегодно составляют 800млн. долл. [24].

В России в составе данных наполнителей, как правило, используют отходы производства. Практика использования данного метода показала, что эффективность борьбы с поглощением, используя наполнители, оказалась весьма низкой.

2.2.2 Предельно структурированные тампонажные смеси для намыва твердых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов

В основе создания данной тампонажной смеси лежит принцип создания предварительного каркаса в каналах поглощающего пласта вблизи ствола скважины за счет гравитационного оседания щебня в пласте и «фронтальной» задержки в каналах поглощения волокнистых материалов.

На основе рабочего бурового раствора создается смесь для намыва указанных наполнителей. Для того, чтобы придать буровому раствору несущей способности в него предварительно добавляют наполнители-структурообразователи, например, кордное волокно. Затем добавляют резиновую крошку, песок и основной наполнитель - щебень, гравий, целлофановую стружку. Содержание их в смеси ограничивается лишь условием прокачиваемости.

В качестве отдельного компонента вместо песка и щебня может применяться песчано-щебёночная смесь (ПЩС).

От условий наибольшей прокачиваемости тампонажной смеси и наибольшего кольматационного эффекта зависит фракционный состав наполнителей, т.е его устанавливают в зависимости от указанных параметров.

Материалы для приготовления высокоструктурированных тампонажных смесей

Ниже приведены материалы из числа выпускаемых промышленностью и наиболее часто используемых:

- бентонит (ТУ 39-01-08-658-81);
- кальцинированная сода (ГОСТ 5100-73);
- полиакриламид (ТУ 6-01-1049-76);
- сернокислый алюминий;
- кордное волокно (ТУ 39-190-75);
- резиновая крошка с размером частиц от 1 до 5 мм;

- пластичный упругий наполнитель - ПУН с размером частиц до 30 мм (ТУ 39-04-15-79);
- щебень с размером частиц от 5 до 15 мм (ГОСТ 10268-80);
- кварцевый песок;
- целлофановая стружка;
- дробленка бамперная (ТУ 6-19-171-53-87);
- сломель.

С учетом появления новых типов наполнителей производится усовершенствование рецептур. Как правило, эффективными являются твердые наполнители и наполнители с малой плотностью.

2.2.3 Изоляция поглощающих зон с помощью нагнетания в них тампонажных растворов и смесей

При помощи данного способа производят изоляцию поглощающих каналов путем задавливания в них тампонажной смеси. Чаще всего данные смеси готовятся на поверхности, а затем подаются в скважину по бурильным трубам или по стволу скважины. Если на устье скважины установлен превентор или на конце бурильных труб установлен пакер, то смесь задавливается в поглощающий пласт. От того, как подобраны свойства применяемой тампонажной смеси и от технологии доставки ее в зону зависит эффективность данного метода и успех операции.

В данное время разработано очень большое число тампонажных смесей. Это необходимо по причине постоянных поисков эффективных способов изоляции поглощающих зон при осложненных условиях бурения.

Исследователи отмечают, что максимальная эффективность тампонажных смесей наблюдается при использовании материалов, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых увеличивается при высоких скоростях сдвига. Такие свойства присущи вязкоупругим жидкостям.

В недавнем времени разработаны весьма эффективные тампонажные смеси на основе полимеров (например, ПАА) и сшивателей (типа хромокалиевых квасцов).

Разработаны рецептуры и технология получения гелевых систем без использования наполнителей и с использованием наполнителей. Последние могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью автобетонокомплекса (автобетоносмесителя и автобетононасоса).

Гелевые системы без использования наполнителей могут быть получены и доставлены в бурильные трубы с помощью обычных цементирувочных агрегатов.

Тампонажные смеси на основе полимеров (гели) могут быть использованы как буферные системы, которые закачиваются перед твердеющими смесями и служат целям сохранения последних от разбавления и растекания.

Технология закачивания тампонажных растворов и смесей в проницаемый пласт по существу является базовой технологией и включает ряд модификаций, отличающихся свойствами применяемых растворов, технологическими приемами производства изоляционных операций, механизмом тампонирувания и используемыми техническими средствами [25,26,27,28,29,30].

Улучшение изолирующей способности тампонажных растворов может оказать существенную пользу в повышении эффективности данной технологии путем применения глубинного струйного гидродиспергирования. Это достигается путем создания высокой скорости истечения струи тампонажного раствора и направления ее на экран или соосную встречную струю. При этом происходит увеличение удельной поверхности частиц твердой фазы и связывание свободной воды, это, в свою очередь, сопровождается потерей подвижности и сокращением сроков схватывания раствора. На практике этот метод реализуется с помощью использования глубинных гидродиспергаторов различных типов. Данные гидродиспергаторы позволяют сократить число операций (залиток) на изоляцию одной зоны поглощения, что приводит к повышению эффективности изоляционных работ, а также уменьшению затрат времени и средств на данную операцию.

Также для борьбы с поглощениями разработаны высокоструктурные гелцементы, обработанные водным раствором полиакриламида в качестве коагулянта. Удельный вес данной смеси меньше, чем у цементных растворов, а также такая смесь имеет более высокую консистенцию, чем обычный гелцемент, более высокие адгезионные свойства по отношению к породе и поверхности, смоченной глинистым раствором. Применение данной смеси сокращает расход цемента. Учитывая, что данная смесь требует больших усилий при прокачке ее получают непосредственно в скважине, путем закачивания цементного раствора с полиакриламидом через трубы, а в затрубное пространство подается необходимое количество глинистого раствора. Цементный и глинистый растворы смешиваются при выходе из колонны и образуют высокоструктурную смесь, движущуюся к поглощающему пласту.

Также помимо стандартных технологий закачивания тампонажных смесей в скважину разработаны другие методы ликвидации поглощений, например, такой метод как «способ двух трубок» или способ, где в качестве тампонажного материала используются синтетические смолы [31]. Но данная технология имеет ряд недостатков, связанных с ограниченностью и сложностью применения данного метода. При тампонирувании поглощающей зоны необходимо учитывать, что результат в конечном итоге в значительной мере зависит от состава применяемого раствора и, как правило, этому уделяется крайне мало внимания. Для ускорения схватывания зачастую используют жидкое стекло, хлористый калий, кальцинированную соду, сернокислый глинозем. Данные ускорители применяются в жидком виде, потому что их добавляют к воде затворения. Также на применяется отдельная подача данных реагентов, смешиваемых с цементным раствором в бурильных трубах, но при этом используются растворы самой различной концентрации, что, в свою очередь, усложняет задачу получения быстросхватывающейся смеси нужного состава. По этой причине растворы либо слишком быстро твердеют, либо не

схватываются значительный период времени, что является причиной потери ствола скважины.

2.2.4 Применение буферных тампонов

Причинами неуспешной изоляции поглощающей зоны тампонажными растворами может быть увеличение глубины проникновения изоляционного экрана в поглощающий пласт, это приводит к увеличению внутреннего диаметра скважины и требует большей толщины изоляционной завесы.

Для успешного проведения изолирующих работ в поглощающие каналы трещиноватого коллектора закачивают буферные тампоны с высокой пластической прочностью.

Выбор свойств буферных тампонов определяется типом коллектора зоны поглощения. Технология изоляции зоны поглощения подразумевает последовательную подачу буферной жидкости насосом в колонну бурильных труб и цементного раствора с размещением буферного тампона в пласте и оставление цементного раствора в стволе скважины от подошвы поглощающего пласта и выше.

Бурильный инструмент устанавливают в кровле пласта, с возможностью продвижения инструмента к подошве пласта при начале выхода цементного раствора в ствол скважины и с последующим его подъемом на исходную глубину. При подаче буферного тампона по бурильному инструменту устье скважины при отсутствии газопроявления должно оставаться открытым.

При закачке буферного тампона в каналы поглощения бурового раствора наблюдается восстановление его циркуляции, по этой причине затрубное пространство должно быть загерметизировано, чтобы проводить процесс подачи тампона в пласт.

Наиболее известными буферными тампонами, применяющимися на практике, являются пасты типа «жидкая глина». Применение "жидкой глины" дает хорошие результаты в тех случаях, когда раствор поглощается трещинами, образовавшимися или раскрывшимися в процессе бурения, а также при изоляции трещин естественного происхождения. Действие "жидкой глины" основано на быстром оседании из раствора твердых частиц, способных закупоривать трещины.

Широкое применение данные тампоны получили при изоляции поглощающих зон в порово-трещинных коллекторах [32,33,34].

Данный способ позволил усовершенствовать изоляционные работы и повысить успешность их проведения выше 90% на операцию.

Основные требования к приготовлению и параметрам буферных тампонов типа «жидкая глина»:

- возможность приготовления и прокачки с использованием стандартных технических средств для приготовления тампонажных растворов;
- высокая глиноемкость суспензии при ее растекаемости;
- высокая водоотдача глинистой суспензии;

– резкое наращивание реологических показателей суспензии при отфильтровывании среды в пласт при движении ее по трещине.

Для достижения нужных параметров данных тампонов прибегают к использованию способа диспергирования и подавления гидратации глин на основе бентонитов при их затворении на рассолах, обладающих высокой ионной силой среды. Также увеличить водоотдачу можно путем использования малых количествах реагентов-стабилизаторов, которые повышают водоотдачу за счет эффекта сенсibiliзации [35].

2.2.5 Создание изолирующего экрана в приствольной части поглощающего пласта

Катастрофическое поглощение бурового раствора может возникнуть в основном при разбуривании очень кавернозных и трещиноватых пластов, т.к. образуется сеть наклонных и вертикальных трещин большого распространения.

Также причиной полных поглощений бурового флюида может быть гидроразрыв пласта, т.к. в процессе гидроразрыва образуется сеть искусственных трещин, которые имеют различную форму и размеры.

Метод заполнения таких катастрофических зон поглощения тампонажными материала зачастую технически и экономически не рационален, поэтому институты предлагают технологию ликвидации катастрофических поглощений, которая основана на создании изолирующего экрана в приствольной части поглощающего пласта:

– путем удержания тампонажной смеси от растекания под действием гравитационных сил, межпластовых перетоков и других гидродинамических воздействий при выполнении различных технологических операций;

– путем формирования каркаса намывом твердых и плотных, а также волокнистых наполнителей с последующей укрепляющей заливкой твердеющими смесями.

Созданы два типа высокоструктурированных тампонажных смесей, которые позволяют реализовать данную технологию:

– смеси с комплексными свойствами (нетвердеющие и твердеющие);

– предельно структурированные смеси для намыва твердых и плотных наполнителей, а также волокнистых материалов.

Заданную смесь получают при помощи наполнителей, которые добавляют в жидкость-носитель и, как правило, это ряд наполнителей, один из компонентов которых выполняет роль регулирующей добавки по плотности и подвижности.

В качестве жидкостей-носителей применяют буровой, цементный или гельцементный растворы.

Содержание наполнителей в жидкости-носителе определяют в % массовых к объему жидкости-носителя.

Главная задача проектирования высокоструктурированных тампонажных смесей состоит в том, чтобы удержать данную смесь от растекания по каналам

поглощающей зоны под действием гравитационных сил и предотвращения разбавления пластовой жидкостью.

Поставленная цель достигается путем придания тампонажной смеси в процессе проектирования и приготовления одновременно ряда заданных технологических свойств:

- заданное предельное значение начальной подвижности;
- плотность смеси, близкую к плотности жидкости в поглощающем пласте;
- повышенная кольматирующая способность;
- стабильность параметров и однородность.

Регулирование плотности смеси осуществляется выбором типа жидкости-носителя, типа наполнителя и его массовым содержанием.

Плотность тампонажной смеси с комплексными свойствами выбирают близкой к плотности пластовой жидкости.

2.2.6 Применение вяжущих веществ для перекрытия поглощающих зон

Твердеющие смеси, затворенные на основе тампонажных цементов.

Данные растворы приготовленные на основе тампонажных цементов применяют в случаях полного перекрытия зоны поглощения.

Одним из требований, предъявляемых к закачиваемому веществу является образование плотного и прочного монолита за максимально короткий срок, а также его способность заполнять и герметизировать поглощающие каналы. Для сокращения времени схватывания тампонажных смесей в них добавляют реагенты-ускорители и соответственно получают быстросхватывающиеся смеси (БСС), которые позволяют сократить время ожидания затвердения цемента в скважине в 3-4 раза.

Существует несколько способов приготовления БСС:

- приготовление БСС на поверхности;
- приготовление БСС в поглощающей зоне.

Приготовленную смесь по бурильным трубам или открытому стволу скважины доставляют к поглощающей зоне.

Какой способ приготовления и доставки БСС будет наиболее эффективным определяют по параметрам смеси (сроки схватывания, вязкость и т.д), глубине расположения поглощающей зоны, ее гидродинамической и литологической характеристикой.

При применении водорастворимых реагентов-ускорителей их добавляют в воду, применяемую для затворения цемента, порошкообразные реагенты в сухой цемент или в цементный раствор.

Следует учитывать то, что при перевозке и хранении реагентов их удельный вес может изменяться по причине конденсации и разбавлении атмосферными осадками, поэтому необходимо проверять удельный вес ускорителей непосредственно в скважине.

Вязкость большинства цементных растворов после ввода в них порошкообразных добавок значительно увеличивается. Также происходит сокращение сроков схватывания и увеличение прочности цементного камня.

При правильном подборе добавок и их дозировании данная технология позволяет получить тампонажные смеси с характеристиками, подходящими под конкретную зону поглощения.

Твердеющие смеси, затворенные на основе специальных цементов

Промышленность выпускает специальные цементы с малыми сроками схватывания, что позволяет использовать их в качестве материала для приготовления быстросхватывающихся смесей. Известны такие цементы, как глиноземистый и гипсоглиноземистый цементы.

Глиноземистый цемент получают в результате обжига боксита и известняка. Основные составляющие компоненты это окись кальция (40%) и окись алюминия (44-45%), так же в меньшем количестве в них присутствует глинозем (12%).

Гипсоглиноземистый цемент получают путем ввода в клинкер глиноземистого цемента гипса CaSO_4 и специально изготовляемого высокоосновного гидроалюмината кальция. Данный цемент отличается быстро твердеющим, быстро схватывающим и расширяющимся веществом.

Твердеющие смеси, полученные на основе гипса

Данную технологию применения гипса рассматривал исследователь Э.Г. Кистер. Более детальные исследования показали эффективность применения гипса в качестве вяжущего вещества, используемого при цементировании поглощающих каналов.

По условиям обжига, скорости схватывания и твердения гипсовые вещества разделяют на две группы:

Низкообжиговые, состоящие из полуводного сульфата кальция. Быстро схватывающиеся и быстро твердеющие. Это, в свою очередь, формовочный, высокопрочный и строительный гипс.

Высокообжиговые, состоящие из безводного сульфата кальция. Медленно схватывающиеся и медленно твердеющие. Сюда относятся ангидритовый гипс, высокообжиговый гипс [11].

2.2.7 Применение высокомолекулярных органических материалов для борьбы с поглощением промывочной жидкости

Широкое применение получили синтетические высокомолекулярные соединения благодаря своим ценным техническим характеристикам.

Использование пластмассы показало большую эффективность данного материала, подходящего для перекрытия каналов поглощающего пласта.

Пластические массы обладают рядом преимуществ:

- значительно меньший удельный вес тампонирующей смеси;
- широкая возможность регулирования времени схватывания смеси без применения специальных реагентов ускорителей;

- более высокая фильтрационная способность смеси способствует изоляции мелкопористых поглощающих пластов;
- нейтральность пластмассового шлама при разбуривании мостов в скважине к глинистому раствору;
- высокие плотность и стойкость пластмассового камня, твердеющего в забойных условиях скважины.

Разработан метод перекрытия поглощающих зон пластмассовыми смесями на основе мочевино-формальдегидных смол [36,37].

Сущность данного метода заключается в подаче пластмассовой смеси, которая состоит из двух компонентов – мочевино-формальдегидной смолы и отвердителя в зону поглощения раствора.

При смешивании мочевино-формальдегидной смолы с отвердителем происходит реакция полимеризации, которая оканчивается образованием твердого, водопрочного камня. Время схватывания смеси зависит от температуры пласта, а также концентрации раствора-отвердителя, его вида и объема.

Применение кислого гудрона в качестве отвердителя получило распространение, по причине его легкодоступности и дешевизны. Кислый гудрон представляет собой продукт переработки нефти, его раствор заданной концентрации готовится на слабощелочном растворе, например на растворе кальцинированной соды, и смешивается в определенной пропорции со смолой.

В качестве отвердителя может использоваться соляная кислота, но ее применение ограничено и может применяться только при изоляции некарбонатных пород. Данный раствор можно готовить на основе глинистого раствора, что повысит вязкость смеси и создаст водоустойчивый камень.

Для повышения закупоривающих свойств смеси в нее вводят гранулы керамзита размером 1-5 мм. Керамзит имеет свойство удерживаться в смеси, а прочный контакт пластмассы с поверхностью керамзита достигается благодаря высоким адгезионным свойствам смолы.

Положительное воздействие на смесь оказывает пластовая вода, ускоряя реакцию полимеризации. Перемешивание смолы в кислой среде не оказывает значительного отрицательного действия на процесс полимеризации. От того, какой будет применен отвердитель, количества наполнителя и от температуры среды, в которой происходит полимеризация смеси будет зависеть прочность получаемого пластмассового камня.

Данная технология подразумевает несколько способов введения пластмассовой смеси в поглощающую зону:

Раздельный способ введения смеси в пласт подразумевает смешивание компонентов на поверхность, а затем продавливания ее в каналы поглощения через бурильные трубы. Данный способ эффективно подходит для изоляции пластов при частичном и полном поглощении. Если пласт представлен кавернозными породами, следует проводить выдержку смеси в открытом конце бурильных труб до начала ее схватывания.

Комбинированный способ применяют при большой кавернозности породы. Технология продавливания смеси подразумевает последовательное закачивание отвердителя и смолы. Данный способ рекомендуют применять при небольшой интенсивности поглощения в пористых средах.

Способ забойного смешивания заключается в подаче компонентов в зону поглощения через специальный забойный смеситель. Способ эффективен при частичном и полном поглощении промывочной жидкости.

Каждую смесь, которая применяется при введении в пласт любым из способов необходимо изготавливать в зависимости от конкретных особенностей скважины.

При приготовлении смеси на поверхности скважины необходимо учитывать минимальное допустимое время начала схватывания пластмассы, учитывая время выхода смеси из бурильных труб.

Когда смесь готовят непосредственно в стволе скважины, а именно в поглощающем пласте, используют метод последовательной закачки компонентов, либо с помощью забойных смесителей. В данном случае необходимо максимально уменьшить время схватывания смеси, поэтому компоненты смеси подогревают в условиях скважины, предварительно выдерживая их в трубах.

Перед заливкой смеси необходимо измерить температуру смолы и отвердителя в емкости цементируемых агрегатов, это нужно для того, чтобы исключить преждевременное схватывания смеси в бурильных трубах в случае, если происходит отклонение от температуры, измеренной в лабораторных условиях. Также необходимо произвести контрольный замер времени схватывания смеси и отобрать пробы смолы и отвердителя.

В случае частичного поглощения раствора открытый конец бурильных труб устанавливают в подошве зоны поглощения, при полном поглощении – в середине поглощающего пласта, а при применении наполнителей – в кровле.

Из расчета условий полного вытеснения пластмассовой смеси из бурильных труб подбирается количество продавочной жидкости.

Также для ликвидации поглощения промывочной жидкости путем закупоривания поглощающих каналов пласта было предложено использовать латекс [38].

Синтетический латекс – это многокомпонентная система, получаемая путем эмульсионной полимеризации, продукт промышленности синтетического каучука. В состав латекса входят: каучук, вода, смолы, белки, сахара и золы. Представляет собой молочно-белую жидкость с розовым, желтоватым или сероватым оттенком.

Каучук распределяется в латексе в виде отрицательно заряженных взвешенных глобул размерами от 0,1 до 6 мк. Устойчивость латекса реализуется за счет адсорбционного слоя поверхностно-активных веществ, находящихся на поверхности частиц каучука, что препятствует коагуляции.

Латекс имеет способность самостоятельно коагулировать, особенно быстро эта реакция наблюдается под действием тепла, поэтому его хранят в холодных закрытых помещениях.

Опираясь на проведенные исследования и опыты можно отметить, что выделяющийся при коагуляции латекса каучук образует достаточно прочные тампоны в пористых породах, причем прочность получаемых тампонов можно увеличить путем добавления гидролизного лигнина (до 15%). Но прочность каучуковых тампонов оказалась недостаточной для перекрытия каналов поглощения при резких колебаниях давления, возникающих в процессе бурения в стволе скважины, но этой прочности достаточно для того, чтобы удерживать цемент, не позволяя ему растекаться по пласту при изоляционных работах. Поэтому целесообразно после задавки латекса в пласт перекрывать поглощающую зону тампонажным раствором.

В случаях применения в качестве промывочной жидкости технологической воды при бурении зоны поглощения залегающей на малой глубине технологический процесс заливки заключается в следующем. Порция латекса по бурильным трубам спускается в кровлю поглощающего пласта. Диаметр скважины и мощность поглощающей зоны влияют на количество латекса. В трубах над латексом устанавливается каучуковый тампон, а на муфту последней бурильной трубы, заполненной латексом, навинчивается обратный клапан. После установки клапана при спуске инструмента каждые 200-250 м доливается минерализованная вода, а затем техническая. Минерализованная вода продавливается с помощью цементирующего агрегата и вытесняет латекс из бурильных труб. Количество продавочной жидкости должно быть таково, чтобы обеспечить полное вытеснение минерализованной воды и латекса из бурильных труб. После окончания продавки латекса проводят подъем бурильного инструмента выше поглощающей зоны, после чего ожидают необходимое время для увеличения прочности латекса, определяют наличие циркуляции и производят заливку цементного раствора в поглощающую зону.

При бурении поглощающего пласта, находящегося на большой глубине, с использованием промывки глинистым раствором наблюдается изменение технологии заливки.

Для транспортировки латекса и минерализованной воды к поглощающему пласту низ колонны бурильных труб оборудуется патрубком длиной 3-3,5 м.

В патрубке находится диафрагма, рассчитанная на определенное давление, выше диафрагмы в бурильный инструмент заливается минерализованная вода, над ее уровнем устанавливается тампон латекса. Затем в трубу заливают расчетное количество латекса, устанавливают каучуковый тампон и навинчивают обратный клапан. Латекс выпрессовывается за счет повышения давления до разрыва диафрагмы. Остальные работы проводятся так же, как и в первом случае.

Данный способ имеет важное преимущество. Состоит оно в том, что при контакте латекса с минерализованной водой в каналах поглощения он мгновенно коагулирует и при этом образуется каучуковая масса, плотно схватывающаяся с породой [39].

2.2.8 Заливка поглощающего пласта специальными цементными растворами

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей. Для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых сильно увеличивается при высоких скоростях сдвига. Эти свойства присущи вязкоупругим жидкостям. Вязкоупругие свойства тампонажным смесям можно придать обработкой их полимерными материалами или с помощью взрыва. В последнем случае "вмороженные" пузырьки газа продуктов взрыва обеспечивают обработанным смесям вязкоупругие свойства. Весьма перспективны тампонажные смеси на основе буровых растворов, с помощью которых бурят скважины и которые затвердевают в процессе промывки вводом полимеров или вяжущих веществ. При изоляции зон поглощения наибольшие трудности представляют зоны с повышенной интенсивностью поглощения, особенно в случае полной потери циркуляции. Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные методы и технологию проведения работ по ликвидации поглощений из-за большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно. Поэтому стали использовать вероятностно-статистические методы для прогнозирования зон поглощений и выбора наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями.

Заливка поглощающего пласта специальными цементными растворами – это наиболее распространенный способ ликвидации поглощений. Для получения требуемого эффекта закупорки поглощающих каналов цементный раствор должен удовлетворять двум основным требованиям: быть в достаточной мере структурированным и иметь необходимое время схватывания и затвердения. Этим требованиям удовлетворяют специальные гельцементные растворы (ГЦР) и быстросхватывающиеся смеси (БСС). Гельцементами называют цементные растворы, приготовленные на глинистом растворе. Параметры ГЦР зависят от соотношения цемента и глинистого раствора. Для ее получения сухой тампонажный или глиноземистый цемент затворяют на заранее приготовленном растворе из бентонитовой глины. Сроки схватывания цементных растворов регулируются добавками реагентов-ускорителей. В качестве реагентов-ускорителей наиболее широко применяются жидкое стекло, хлористый кальций, кальцинированная сода; иногда используют также

глиноземистый цемент. Бурение в зонах поглощения без выхода промывочной жидкости на поверхность возможно в твердых породах (известняках, доломитах, песчаниках и т. п.). После вскрытия всей зоны поглощения бурение немедленно прекращают. Далее проводят заливки ГЦР или БСС до полной ликвидации поглощения. При бурении без выхода промывочной жидкости разбуживаемый шлам поднимается с забоя и уходит в каналы поглощения вместе с промывочной жидкостью. Во избежание прихвата бурильной колонны необходимо тщательно следить за стрелкой индикатора веса. Для ликвидации весьма сильных поглощений (более 200 м³/ч) прежде всего снижают их интенсивность путем намыва в зону поглощения песка или шлама выбуренной породы или забрасывания и продавки инертных материалов (глина, торф, солома и т. п.). После намыва песка или забрасывания зоны поглощения инертными материалами ее заливают цементным раствором. После затвердевания цемента скважину прорабатывают и затем начинают дальнейшее углубление. Иногда все описанные выше способы ликвидации поглощения не дают положительных результатов. Тогда прибегают к способу ликвидации поглощения перекрытием поглощающей зоны обсадными трубами.

2.2.9 Установка перекрывающих труб

Перекрытие ствола скважины расширяемыми трубами применимо в случаях катастрофических поглощений. Совместно с данными трубами в подобных условиях применяются также обсадные и профильные трубы. Данный метод применяется, как правило, если изоляция поглощающей зоны тампонированием является очень затратной по времени и средствам. Зачастую эффективность использования тампонажных смесей может быть снижена в случаях с увеличением глубины вскрытия поглощающих пластов и их фильтрационных характеристик (толщины проницаемых пород, раскрытости каналов трещин и интенсивности поглощений). Однако сохранение диаметра скважины и продолжение бурения без изменения ее конструкции является основным преимуществом данного метода борьбы с поглощениями [29,40,21]. Следует помнить о том, что в каждом индивидуальном случае необходимо учитывать характер проявления и параметры поглощающего пласта и, опираясь на них, подбирать способ предупреждения и ликвидации поглощения и параметры его реализации (свойства промывочной жидкости, объем и рецептуру тампонажных смесей и т.п), принимая во внимание стоимость проведения данной операции [41,42,43].

Одним из традиционных и достаточно надежных методов является метод перекрытия зоны поглощения хвостовиком. Однако, на практике бурения наклонны скважин наблюдается недоспуск хвостовика до нужного интервала. Наиболее существенным недостатком применения «хвостовика» является необходимость бурения значительного интервала (1130-2175 м) резервным диаметром долота (269,9 мм или 295,3 мм под 245-мм «хвостовик»). Показатели работы этих долот значительно ниже, чем у долот диаметром 215,9

мм. Кроме того, бурение в условиях поглощения требует дополнительных затрат времени и средств. Кроме потерь времени на собственно углубление скважины за счет разницы в показателях работы долот имеют место потери, связанные со спуском «хвостовика» и его цементированием. Применение «хвостовика» с целью ликвидации зон поглощений закладывается на стадии выбора и обоснования рациональной конструкции скважины. Этому выбору должен предшествовать анализ статистических данных по борьбе с поглощениями на разбуриваемой площади.

Таким образом, ликвидация поглощений бурового раствора установкой перекрывающих труб является весьма трудоемким и дорогостоящим процессом.

2.2.10 Ликвидация поглощений методом замораживания интервалов ствола скважины

Сущность данного метода состоит в том, что в скважину с помощью специального устройства закачивается определенное количество хладагента, который действует на стенки скважины и промораживает их в короткий промежуток времени, тем самым перекрывая поглощающие каналы пласта. Если порода не достаточно промерзает, чтобы произвести крепление скважины или углубления до проектной глубины, то допускается многократное замораживание одного и того же поглощающего участка ствола скважины. Время оттаивания промерзшей толщи породы зависит от следующих факторов: температуры замерзания пластовой жидкости в зависимости от ее минерализации, скорости движения жидкости в замороженной зоне при промывке, температуры промерзшей массы горной породы, величины гидростатического давления и т.д.

Лабораторные исследования показали, что наиболее эффективным хладагентом при борьбе с поглощением бурового раствора является жидкий азот. Время оттаивания промерзшей толщи горной породы при использовании данного хладагента будет не менее 11 часов. Само низкотемпературное вещество доставляют за завода-изготовителя в металлических сосудах.

С помощью вакуумированной желонки цилиндрической формы осуществляется подача жидкого азота к поглощающей зоне ствола скважины. Данная желонка оснащена клапаном, который при ударе штока клапана о забой освобождает жидкий азот, позволяя ему достигать планируемую зону. Также применяются желонки с дистанционным клапаном, который открывается через определенный промежуток времени после спуска колонны в ствол скважины.

Несмотря на положительные результаты первых промышленных испытаний, данная технология не получила широкого применения и распространения. Основной проблемой, послужившей препятствием к развитию данной технологии является отсутствие надежного способа доставки низкотемпературного вещества в поглощающую зону [44].

Также для борьбы с поглощением возможно использование метода продувки скважины охлажденным до минимальных значений воздухом. Охлажденный воздух подается на забой скважины через бурильные трубы и долото. Но данный метод требует установки на поверхности скважины множества дополнительного оборудования: теплообменников, компрессоров высокого давления и т.д.

2.2.11 Применение пакеров при изоляционных работах

При изоляции поглощающей зоны с помощью тампонажной смеси при ее подъеме выше открытого конца бурильных труб может произойти их прихват, особенно это опасно при применении БСС с короткими сроками схватывания.

Широко применяется метод транспортировки тампонажной смеси в зону поглощения через бурильные трубы с применением пакера, служащего для герметизации и разобщения затрубного пространства с целью:

- предотвращения разбавлению тампонажных смесей;
- эффективности применения БСС с необходимыми сроками схватывания, исключая возможные аварии;
- задавливания тампонажной смеси в поглощающие каналы;
- проведения исследований каждой поглощающей зоны, при вскрытии нескольких зон;
- определения местоположения зоны поглощения методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- определение возможности замены воды глинистым раствором (при бурении горизонтов с АВПД) при создании перепадов давлений на поглощающие зоны.

При использовании пакеров, при скрывании нескольких поглощающих пластов появляется возможность последовательной подачи цементного раствора снизу вверх без затраты времени на ОЗЦ, при этом исключается воздействие поглощающих зон друг от друга. При отсутствии БСС могут быть использованы разбуриваемые пакеры.

Разбуриваемые пакеры служат в качестве разделительных мостов, которые разобщают зоны обвалов от зон поглощения, если последняя находится ниже зоны обвалов. Процесс изоляции зон обвалов может быть осложнен тем, что в результате поглощения промывочной жидкости в нижних горизонтах цементный раствор проникает в зону или размывается [11].

3 Решение проблемы поглощения бурового раствора за рубежом

3.1 Зарубежный опыт ликвидации поглощений бурового раствора

Наиболее эффективным способом ликвидации зон поглощений за рубежом является закупорка каналов с помощью наполнителей. Выше указывалось, что специализированные фирмы полностью удовлетворяют потребности буровиков в наполнителях, причем, в виде готовых научно обоснованных композиций под различными фирменными названиями. Большой ассортимент наполнителей, предназначенных для самых разнообразных условий бурения в зонах поглощения, способствует максимальной эффективности проведения профилактических и изоляционных работ.

Однако, существуют еще много нерешенных проблем в вопросе использования наполнителей. Одно время широко практиковалось введение закупоривающих добавок в циркулирующий буровой раствор в небольших концентрациях.

В настоящее время отмечается тенденция к повышению содержания добавок в буровом растворе. Следует отметить, что некоторые добавки, дающие плохие результаты при низком их содержании, обеспечивают хороший результат при высоких содержаниях.

При ликвидации зон поглощений за рубежом также применяют: растворы с высокой водоотдачей, цементно-бентонитовые смеси, гильсонит-цемент, соляробентонитовые растворы, быстросхватывающие смеси, спуск обсадной колонны.

Последние годы скважины в США, в основном, бурятся при сбалансированном давлении в системе «скважина-пласт» с использованием необходимой композиции наполнителей.

По мнению исследователей, проблема ликвидации зон поглощения в США считается практически решенной. С одной стороны, следует признать высокий уровень технологии прохождения зон поглощения в США, с другой стороны стратиграфический разрез отложений характеризуется отсутствием огромных карбонатных кавернозно-трещиноватых толщ, присущих палеозойским отложениям Восточной Сибири. Такой благоприятный стратиграфический разрез в сочетании с высоким уровнем технологии и организации работ по ликвидации поглощений создают предпосылки к рациональному решению проблемы в США.

3.2 Зарубежный опыт ликвидации поглощений бурового раствора на примере месторождений Илк-Сити и Пин Лойнт (Техас)

Для закупорки пор и трещин в поглощающих горизонтах, вскрытых в процессе бурения, к глинистому раствору добавляют различные материалы: зерно, солому, лубяные волокна, хлопок, рисовую шелуху, целлофан, асбест, мох, опилки и т. д. С важнейшими свойствами закупоривающих материалов считаются размеры частиц, их форма и жесткость, вес или плотность. Эти материалы пригодны, если диаметр пор или трещин, подлежащих закупорке, превышает диаметр наиболее крупных твердых частиц не более чем в 3 раза.

При больших размерах трещин для борьбы с потерей циркуляции необходимо применять специальные материалы. Установлено, что материалы, состоящие из однородных по размеру частиц, обладают низкой закупоривающей способностью. Смеси различных инертных материалов часто дают лучшие результаты. Наиболее распространенные в практике инертные материалы делятся на волокнистые, чешуйчатые и зернистые. Волокнистые материалы в основном растительного происхождения, но часто применяются материалы животного и минерального происхождения, а также синтетического стекла и шелка. Волокнистые материалы, содержащие волокна различных размеров, образуют на поверхности поглощающего пласта и частично в каналах поглощения непроницаемую корку. Однако волокна часто не выдерживают перепада давления между скважиной и пластом и разрываются. Поглощение при этом возобновляется. Волокнистые материалы применяют в основном для закупорки пор и трещин разрыва, по ширине не превышающих 3 мм.

Наиболее часто применяемыми чешуйчатыми материалами являются целлофан, слюда, шелуха хлопковых ирисовых семян. Эти материалы пригодны для закупорки поглощающих пластов, представленных крупно и мелкозернистым гравием, а также трещин размером до 2,5 мм. К зернистым материалам относятся перлит, ореховая скорлупа, измельченная резина автомобильных покрышек, измельченная пластмасса, бентонит грубого помола, различные силикаты и т. д.

Зернистые материалы эффективно закупоривают поглощающие пласты крупнозернистого гравия и трещины размером до 8 мм. Хорошими закупоривающими свойствами и высокой прочностью обладают гранулированные силикаты, состоящие из стекловидных ячеистых сферических зерен. Часто при отсутствии данных о характере и размерах трещин применяют смеси из крупнозернистых и мелкозернистых материалов.

Удовлетворительные результаты получены при применении смеси целлофана со слюдой, а также волокнистых материалов с чешуйчатыми или зернистыми. Зернистые и чешуйчатые материалы образуют эффективно действующую смесь только при значительном количестве волокон, образующих скелет. Вязкий глинистый раствор с наполнителями, как правило, закачивают грязевым насосом.

Порядок восстановления циркуляции следующий:

- готовят 5-7 м³ глинистого раствора с наполнителем;
- инструмент, чаще всего без долота, спускают несколько выше поглощающего горизонта;
- скважину заполняют раствором и, закрыв плашки превентора, продавливают смесь в пласт;
- после изоляции поглощения давление медленно снижают и возобновляют бурение.

При разбуривании месторождения Илк-Сити полная или частичная потеря циркуляции происходила в 80 % всех скважин.

При частичной потере циркуляции для ликвидации осложнений применяли добавку в глинистый раствор хлопковой шелухи, слюды или древесных опилок. При полной потере циркуляции использовали гельцементные пробки, являвшиеся в условиях Илк-Сити лучшим средством для ликвидации поглощений. После 8-часового твердения гельцементной пробки, установленной в зоне поглощения, ее разбуривали. В американской практике довольно широкое распространение нашли глино-цементные пасты, изготавливаемые в гидравлических глиномешалках.

Процесс ликвидации поглощений глино-цементными пастами осуществляют в такой последовательности.

- Спускаемый без долота инструмент останавливают в зоне поглощения или несколько ниже ее.

– Глино-цементную пасту закачивают цементировочными агрегатами в бурильные трубы и продавливают в зону поглощения глинистым раствором.

– Продавку пасты продолжают до выхода глинистого раствора из кольцевого пространства, после чего превентор закрывают. После заполнения кольцевого пространства до устья превентор закрывают.

– При закрытом превенторе в кольцевом пространстве создают такое давление, под которым будут находиться стенки скважины в процессе нормального бурения. Пасту при этом продавливают в поглощающий пласт.

– После окончания продавки пасты инструмент поднимают на безопасную высоту и в скважине поддерживают давление, достигнутое в момент окончания продавки, до полного схватывания пасты. При температуре в скважине свыше 400⁰С разбуривать пробку можно через 1-3 часа после окончания продавки.

Основным методом борьбы с потерей циркуляции на месторождении Пин Лойнт (Техас) являлось совместное нагнетание в пласт глинистого раствора и жидкого стекла. На каждый кубический метр глинистого раствора закачивали около 66 л жидкого стекла. Как правило, жидкое стекло закачивают в пласт через бурильные трубы, а глинистый раствор - через затрубное пространство. Глинистый раствор, смешиваясь с жидким стеклом, загустевает и закупоривает каналы поглощения [45].

Для ликвидации поглощений с успехом применяли также концентрированную бентонитовую суспензию на дизельном топливе. Суспензию нагнетали в бурильные одновременно с подачей глинистого раствора в кольцевое пространство. В пласте смесь глинистого раствора с суспензией быстро загустевает за счет набухания бентонитовой глины в воде, поступившей с глинистым раствором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведены аналитические исследования методов ликвидации поглощений буровых растворов при бурении скважин в Восточной Сибири. Данный вид осложнения при бурении оказался одной из самых актуальных, экономически затратных и труднорешаемых проблем в буровой промышленности. Исследован геологический разрез поисковой скважины №1 Камовской площади Юрубчено-Тахомского месторождения.

Анализ характерных свойств карбонатных и терригенных пород показал, что процесс поглощения бурового раствора напрямую зависит от их фильтрационных свойств.

В данной работе рассмотрены причины поглощения бурового раствора со стороны гидростатики в стволе скважины. Опираясь на вышесказанное следует отметить, что основная причина поглощения бурового раствора заключается в разнице давления гидростатического столба жидкости и давления пластового флюида. Также важное значение имеет характер породы, образующей зону поглощения, в частности ее пористость, кавернозность и наличие трещин.

Проведенный анализ причин поглощения буровых растворов позволил рассмотреть эффективные мероприятия по их предупреждению. Указанные методы предупреждения поглощений предотвращают создание благоприятных условий для начала процесса поглощения бурового раствора. Следовательно, стоит отметить, что любое поглощение будет намного выгоднее предупредить, чем ликвидировать.

В основу исследований по ликвидации поглощений бурового раствора легли методы, использованные при бурении скважин в России и за рубежом и в частности в пределах Восточной Сибири. При анализе приведенных методов, выделяются основные, которые более эффективны и применимы, а также методы, не получившие широкого распространения, несмотря на новизну и перспективность предлагаемой технологии.

Опираясь на статистические данные, необходимо отметить, что проблема поглощения бурового раствора при бурении скважин была и остается одной из актуальных проблем по сей день. Развитие технологий позволило бороться с этим процессом, но конкретного и фактического решения проблемы пока не предложено.

Анализируя предлагаемые технологии можно с уверенностью сказать, что при грамотном подходе в перспективе возможно глобальное решение данной проблемы. Следовательно, развитие наиболее эффективных технологий является целью дальнейшей работы в магистратуре, а именно поставлена задача детального подхода к методам ликвидации поглощений и их усовершенствование в лабораторных условиях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методы исследования и ликвидации катастрофических поглощений [Электронный ресурс] : Пятифан. – Режим доступа: <http://5fan.ru/wievjob.php?id=38617.htm>
2. Терентьев, С. Э. Определение характера насыщения флюидами зон поглощения промывочной жидкости в карбонатных постройках Тимано-Печорской провинции : автореф. дис. ...канд. техн. наук : 25.00.16 / Терентьев Сергей Эрикович. – Ухта, 2015. – 24 с.
3. Кожина, Т.В. Разработка систем буровых растворов для вскрытия терригенно-хемогенных отложений большой толщины при бурении сверхглубоких скважин : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15/ Кожина Татьяна Владимировна. – Москва, 2015. – 28 с.
4. Карбонатные породы [Электронный ресурс] : Энциклопедия современной техники: строительство. – Режим доступа: <http://www.bibliotekar.ru/spravochnik-181-2/124.htm>.
5. Винарский, М. С. Методы исследования и изоляции поглощающих пластов / М.С. Винарский. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 161 с.
6. Роджерс, В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин / В.Ф. Роджерс. – Москва : Недра, 1967. – 600 с.
7. Титков, Н. И. Изоляция поглощающих горизонтов при бурении скважин / Н. И. Титков, А. А. Гайворонский. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 248 с.
8. Абдулин, Ф.С. Добыча нефти и газа / Ф.С. Абдулин. Москва : Недра, 1983. – 256 с.
9. Осложнения при бурении скважин / В. И. Крылов [и др.]. – Москва : Недра, 1965. – 247 с.
10. Качурин, А.В. Комплексный подход для решения осложнений, возникающих при бурении скважин / А.В Качурин // Нефть и Газ Сибири. – 2016. – № 1. – С. 1–3.
11. Крылов, В. И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. / В. И. Крылов. – М.: Недра, 1982. – 304 с.
12. Крылов, В. И. Борьба с поглощением при бурении скважин. / В. И. Крылов, Н. И. Сухенко. – М., Недра, 1968. – 176с.
13. Ясов, В. Г. Предупреждение поглощений при разбуривании трещиноватых пород. / В.Г Ясов, М.А Мыслюк. – М.: ВНИИОНГ, 1982. – 217 с.
14. Байтимиров, Э. М. Эффективные решения по ликвидации поглощений бурового раствора. / Э. М. Байтимиров, А. О. Комаров, А. В. Бармин, А. А. Гладков, М. Ю. Чувьуров // Бурение и нефть. – 2012. № 3. С. 58–60.
15. Грей, Дж.Р . Состав и свойства буровых агентов. / Дж.Р Грей, Г.С.Г. Дарли. – М., Недра. 1985. – С. 361–375.
16. Фокин, В. В. Причины низкой эффективности методов борьбы с поглощениями в бурении / В. В. Поляков, В. А. Мнацаканов, А. П. Аверьянов,

В. В. Фокин // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. № 3. – С. 14–17.

17. Колосов, Д.С. Методические подходы и решения по совершенствованию методов борьбы с поглощениями при строительстве нефтяных и газовых скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 25.00.15 / Колосов Денис Сергеевич. – Тюмень, 2006. – 27 с.

18. Крылов, В.И. Сверхтексотропные промывочные жидкости нового поколения / В.И. Крылов, В.В. Крецул, С.В. Меденцев, В.А. Куксов // Нефтяное хозяйство. – 2004. № 11. – С. 56 – 58.

19. Катеев Р.И. Результаты использования новых технологий при заканчивании скважин на месторождениях НГДУ "Нурлатнефть" / Р.И. Катеев, И.М. Зарипов, С.И. Амерханова, Р.А. Сафиуллин, Р.Х. Аюпов // Нефтяное хозяйство. – 2004. № 7. – С. 10–13.

20. Крылов В.И. Исследования и изоляция зон поглощений с помощью пакеров / В.И. Крылов, Н.И. Сухенко – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1963. – 79 с.

21. Семёнов Н.Я. Автоматизированный выбор способа ликвидации поглощения или водопроявления при бурении скважин / Н.Я. Семёнов, Е.Н. Овсянникова, Б.Ю. Бетелин // Нефтяное хозяйство. – 2002. № 4. – С. 34–37.

22. Раянов, К.С. Исследования процессов тампонажа поглощающих пластов: автореф. дис. ...канд. техн. наук : 05.15.10 / Раянов Константин Сергеевич. – Уфа, 1980. – 28 с.

23. Степанов, В.Н. Разработка и исследование технологий ликвидации поглощений буровых растворов: автореф. дис. ...канд. техн. наук : 25.00.15 / Степанов Виталий Николаевич. – Тюмень, 2007. – 24 с.

24. Eaton В.А. Fracture Gradient Projection and Its Application in Oilfield Operation. J. Pet. Tech/ Oct, 1969.

25. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справ, пособие: В 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: Недра, 2000. – т.2. – 413 с.

26. Булатов, А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. / А.И. Булатов – М.: Недра, 1982. – 295 с.

27. Гайворонский, А.А. Как производить цементаж зон поглощения через бурильные трубы / А.А. Гайворонский // Нефтяник. – 1957. № 1. – С. 6–9.

28. Гайворонский, А.А. Опыт бурения разведочной скважины при наличии зон поглощения / А.А. Гайворонский // Нефтяное хозяйство. – 1955. № 9. – С. 33–35.

29. Ивачев, Л.М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. / Л.М. Ивачев. – М.: Недра, 1982. – 293 с.

30. Калмыков, Е.П. Тампонирование горных пород при сооружении вертикальных стволов. / Е.П. Калмыков. – М.: Недра, 1979. – 280 с.

31. Шабазов, Ш.А. К вопросу истечения жидкости из затопленных внешних цилиндрических насадок / Ш.А. Шабазов, В.И. Ашихмин // Изв.вузов. Нефть и газ. 1972, № 9. –С. 61–64.

32. Степанов, В.Н., Горонович С.Н., Цыцымушкин П.Ф., Ефимов А. В. Расчет радиуса изоляционных экранов при ликвидации зон поглощения буровых растворов. / Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2005, № 6. – С. 29–32.
33. Слейбо, У. Общая химия. / У.Слейбо, Т. Терсоне. – М.: Мир, 1979. – 550 с.
34. Мищевич, В. И. Гидродинамические исследования поглощающих пластов и методы их изоляции при бурении нефтяных и газовых скважин. / В. И. Мищевич. – М.: Недра, 1974. – 328 с.
35. Булатов, А.И.,. Изоляционные работы при проводке скважин в условиях поглощения бурового раствора. Обзорная информация, сер. Бурения. / А.И. Булатов, Н.И. Сухенко. – М.: ВНИИОНГ, выпуск 11 (50), 1983. – с. 70.
36. Белов, В.П. Применение пластмассы для борьбы с поглощением промывочной жидкости. / В.П. Белов. – М.: Нефть и газ. – 1961, №1. – 218 с.
37. Белов, В.П. Применение мочевино-формальдегидной смолы для борьбы с поглощением. / В.П. Белов. – М.: Нефт.хоз. – 1963, №2. – 178 с.
38. Гончаров, В.П. Применение латекса для изоляции пластовых вод и ликвидации зон поглощения растворов в нефтяных скважинах. / В.П. Гончаров, И.С. Рабинович. – М.: ННТ, серия НД, 1961. – 175 с.
39. Грызов, И.С. Состояние работ по борьбе с поглощениями промывочных растворов при бурении скважин. / И.С. Грызов. – М.: ЦНИИТЭИнефтегаз, 1963. – 248 с.
40. Кулиев, А.Э. Экспериментальное определение силы давления струи на забой скважины / А.Э. Кулиев // Нефтяное хозяйство. 1973. – № 1. – С. 38–41.
41. Аветисов, А.Г. Стратегия проведения изоляционных работ в процессе вскрытия поглощающего пласта / А.Г.Аветисов, Г.В. Беликов, В.И. Крылов // Осложнения при бурении и цементировании скважин. – Тр. ВНИИКРнефть. – 1973. – С. 159–165.
42. Осипов, П.Ф. Влияние противодавления на величину коэффициента расхода конических насадок и цилиндрических промывочных отверстий буровых долот / П.Ф. Осипов, А.А. Козодой, Е.П. Варламов // Вопросы прикладной механики. 1974. – С. 25–28.
43. Гайворонский, А.А. Классификация зон поглощения / А.А. Гайворонский, Б.М. Шайдеров // Нефтяное хозяйство. 1956, № 7. – С. 15–18.
44. Шанович, Л.П. Состояние работы по борьбе с поглощениями промывочной жидкости. Вопросы борьбы с поглощениями промывочных жидкостей при бурении. / Л.П Шанович. – М.: ЦНИИТЭИнефтегаз, 1963. – 246 с.
45. Сидоров, Н.А. Осложнения при бурении скважин. / Н.А. Сидоров, Г.А. Ковтунов. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 200 с.