



ООО «НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ «ЭКСБУР К°» SCIENTIFIC & PRODUCTION COMPANY "EXBURE Co" LTD

Россия, г. Краснодар,
ул. Мира, 25, оф. 7
тел.: (861) 267-07-16,
тел./факс: (861) 267-07-19

of. 7, 25, Mira st.,
Krasnodar, Russia
tel.: (861) 267-07-16,
tel./fax: (861) 267-07-19

internet: <http://www.exbure.ru>
e-mail: exbure@mail.ru

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.

Качественное первичное цементирование обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах — основа дальнейшей их длительной, безаварийной и эффективной эксплуатации.

Особо важное значение качество цементирования имеет для условий близко расположенных напорных нефте- и водоносных пластов.

В результате длительной эксплуатации месторождений пластовые давления снижаются и успешное проведение процесса цементирования скважин с нормальными или аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) и при необходимости обеспечения подъема тампонажного раствора до устья скважины становится весьма проблематичным.

Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) на многих некачественно зацементированных скважинах приводит к разрушению цементного камня, изолирующего нефтяной коллектор от выше или ниже расположенных водоносных горизонтов, что в свою очередь является причиной резкого обводнения продукции в связи с возникновением заколонных перетоков.

Успешное решение поставленной задачи с минимальными материальными затратами может быть достигнуто только с использованием комплексной технологии первичного цементирования обсадных колонн, обеспечивающей проектную высоту подъема цементного раствора, герметичность заколонного пространства (отсутствие заколонных проявлений и межпластовых перетоков) и минимальное отрицательное воздействие на продуктивные пласты при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин, в том числе и в условиях АНПД, как на суше так и в море.

2. КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Комплексная технология включает в себя ряд последовательных операций:

- подготовка ствола скважины путем скользящей прокачки специальной комбинированной буферной жидкости, включающей основной замещающий раствор и аэрированную объемно-упругую пачку с ПАВ, обеспечивающую полное вытеснение бурового раствора, отмыв глинистой корки со стенок скважины и кольматацию высокопроницаемых пропластков с целью предупреждения поглощений тампонажного раствора;
- опрессовка ствола скважины на расчетное давление;
- закачка тампонажного раствора, в том числе газонаполненной тампонажной системы при наличии АНПД, с расчетными показателями свойств в заданный интервал;
- приготовление и закачка в заданные интервалы, сложенные проницаемыми породами порций специального тампонажного раствора с повышенными изолирующими и прочностными свойствами (РПИС);
- создание противодавления в заколонное пространство обсадной колонны в период ОЗЦ.

2.1. Технология цементирования скважин в условиях нормальных и аномально низких пластовых давлений (АНПД) газонаполненными тампонажными системами (ГТС).

Одним из путей решения проблемы надежного крепления ствола скважин в условиях низких пластовых давлений является снижение плотности тампонажного раствора. С этой целью в цементные растворы вводят бентонитовую глину, воду, различные вещества, связывающие избыточное количество воды, разного рода легкие наполнители, микросферы и т.д. Однако введение облегченных добавок приводит к ухудшению физико-механических характеристик цементного камня, особенно его прочностных и адгезионных свойств, и, как свидетельствует практика не всегда обеспечивает положительный результат.

В мировой практике цементирования скважин признано, что наиболее перспективными являются технологические процессы, основанные на использовании газонаполненных тампонажных систем. Успешность их применения обусловлена не только возможностью получения тампонажных растворов с широко варьируемым диапазоном плотности, но и обеспечением целого комплекса выгодных свойств тампонажных систем. При этом возрастают адгезионные свойства, обусловленные упругими свойствами тампонажных систем, предотвращаются контракционные явления и разного рода флюидопроявления вследствие поддержания внутривпорового давления в тампонажной системе, надежно изолируются зоны поглощений за счет адсорбционных и физико-химических процессов на контакте с изолируемой зоной, обеспечиваются высокие теплоизоляционные свойства, высокая прочность и низкая

плоизоляционные свойства, высокая прочность и низкая проницаемость цементного камня. Именно поэтому газонаполненные тампонажные системы нашли широкое применение в странах СНГ и за рубежом.

Газовой фазой в ГТС является сжатый воздух. Степень газирования (отношение объема воздуха, приведенного к нормальным условиям, к объему тампонажного раствора) рассчитывается по специальной компьютерной программе.

Источниками подачи воздуха могут являться как передвижные компрессора высокого давления типа СД 9/101, так и компрессора буровой установки.

С использованием данной технологии зацементировано более десяти тысяч скважин в условиях АНПД на месторождениях Западной Сибири, Татарстана, Краснодарского Края, Средней Азии, Болгарии, Сирии и Вьетнама.

Следует отметить, что проведение геофизических исследований по оценке качества крепления интервалов скважин, зацементированных ГТС, и интерпретация полученных результатов имеет свои особенности и осуществляется согласно специально разработанной методике, утвержденной директором ПФ «Кубаньгеофизика».

Обязательным регистрируемым параметром при проведении АКЦ в скважине, является параметр «затухание волны по колонне — ак (дБ/м)».

Для получения более точной информации о зацементированном газонаполненным составом участка, дополнительно к данным акустического контроля цементирования, могут быть привлечены данные записи СГДТ-2, СГДТ-3 или другой аппаратуры контроля цементирования методом гамма-гамма каротажа.

Совместная интерпретация данных проводится путем сравнения диаграмм АКЦ и СГДТ. Время начала проведения акустического контроля цементирования скважин, зацементированных ГТС, должно составлять не менее 48 часов.

2.2. Технология цементирования обсадных колонн, обеспечивающая герметичность заколонного пространства.

Одной из основных задач при цементировании скважин является создание герметичного цементного кольца, гарантирующего отсутствие заколонных проявлений и межпластовых перетоков после цементирования скважины, которые обусловлены, в основном, образованием в период ОЗЦ флюидопроводящих каналов в зацементированном заколонном пространстве в результате седиментации и при напорном воздействии флюида пластов.

Комплексная технология решает проблему формирования герметичного цементного кольца путем закачки в заданные расчетные интервалы заколонного пространства специальных тампонажных растворов с повышенными изолирующими и прочностными свойствами (РПИС), обладающих набором специфических количественных пока-

зателей, рассчитанных для заданных конкретных геолого-технических условий, которые в совокупности обеспечивают формирование герметичного цементного кольца в этих условиях. При этом учитываются конкретные параметры заколонного пространства (динамическая температура, изменяющаяся по стволу, величина кольцевого зазора по интервалам, зенитный угол по интервалам, пластовые и межпластовые давления и т.д.). Эффект герметизации заколонного пространства скважины достигается путем подбора необходимого соотношения вязкости жидкости затворения цементного раствора и начала его сроков схватывания после получения момента «СТОП» по специально разработанной компьютерной программе.

По окончании процесса цементирования, как дополнительная мера, может предусматриваться создание противодействия в заколонное пространство обсадной колонны в период ОЗЦ для повышения вероятности предотвращения заколонных проявлений. При этом в зоне проницаемых пластов в результате отфильтровывания свободной жидкости затворения формируются уплотненные, малопроницаемые перемычки из обезвоженного тампонажного раствора, которые являются дополнительным препятствием для миграции пластовых флюидов по заколонному пространству. Темп создания противодействия рассчитывается по специальной программе и обусловлен темпом снижения давления составного столба тампонажных растворов различных порций.

3. ИСХОДНАЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Для разработки проектных решений по внедрению комплексной технологии процесса цементирования обсадных колонн Заказчик должен предоставить следующую исходную геолого-техническую информацию, перечень которой приведен в таблице 3.1.

Особое внимание следует обращать на достоверность и точность данных о геостатической температуре, расположении кровли и подошвы всех пластов-коллекторов в открытом стволе зоны цементирования, пластовых давлениях и давлениях начала поглощения для каждого пласта, зенитном угле и его изменении в каждом интервале ствола скважины.

При отсутствии точных данных о геолого-технических факторах конкретной скважины допускается использовать фактическую информацию по соседним аналогичным скважинам. При этом рекомендуется данные о пластовых давлениях брать по наибольшим значениям, а данные по давлению, вызывающему поглощение,— по наименьшим фактическим значениям.

Таблица 3.1.

Наименование информационного показателя	Значение показателя
Название месторождения (площади)	
Номер скважины	
Глубина спуска колонны по вертикали (по стволу), м	
Наружный диаметр колонны по интервалам, мм	
Толщина стенок колонны по интервалам, мм	
Глубина спуска предыдущей колонны по вертикали (по стволу), м	
Внутренний диаметр предыдущей колонны по интервалам, мм	
Давление смятия обсадной колонны, атм.	
Давление разрыва предыдущей колонны, атм.	
Геостатическая температура на забое, °С	
Температура выходящего на устье бурового раствора при промывке, °С	
Коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины по интервалам	
Плотность бурового раствора, г/см ³	
Количество пластов-коллекторов в открытом стволе в зоне цементирования, шт (нумерация сверху-вниз)	
Глубина залегания по вертикали кровли и подошвы каждого пласта, м	
Пластовое давление в кровле и подошве каждого пласта, атм.	
Давление поглощения в кровле и подошве каждого пласта, атм.	

4. МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

4.1. Практическая реализация технико-технологических решений комплексной технологии качественного цементирования обсадных колонн производится с использованием традиционных тампонажных материалов и химических реагентов.

Предпочтение отдается использованию материалов и химических реагентов, выпускаемых предприятиями Казахстана и России, так как это кратно уменьшает стоимость процесса цементирования и повышает оперативность в решении материально-технического обеспечения.

4.2. Для проведения работ по внедрению вышеуказанной технологии цементирования, необходимо наличие на скважине следующего комплекса специального оборудования, материалов и химических реагентов:

- пенообразователь «ГАЗБЛОК-М»;
- реагент «ПВС-1»;
- эжектор-смеситель гидрогазовый типа «ЭСГГ-40»;

- установка осреднительная типа «УО-20», оснащенная механическими перемешивателями и гидровакуумной воронкой для затворения цемента, подающим насосом.

Обязательным условием применения комплексной технологии является герметизация устья скважины перед процессом цементирования (наличие превентора или герметизирующей шайбы с отводным краном).

Указанные специальные материалы и оборудование поставляет холдинг «ПРОМ-КОМПЛЕКТСЕРВИС» (Россия).

5. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ.

Впервые комплексная технология была применена еще в 1990 г. в ПО «Варьеган-нефтегаз», при цементировании колонн в 10-ти скважинах в условиях катастрофических поглощений и чередования близко расположенных водоносных и нефтеносных пластов в интервале продуктивной зоны, что приводило к значительной обводненности нефти и межколонным перетокам. В большинстве скважин наблюдалось полное отсутствие циркуляции перед началом цементирования. С помощью ГТС при полной циркуляции цементный раствор выходил на устье в конце процесса цементирования. В призабойную зону закачивали цементный раствор с повышенной изолирующей способностью (РПИС), а выше него (а в некоторых случаях и ниже) для обеспечения проектной высоты подъема цемента в условиях катастрофических поглощений — ГТС. Последующее наблюдение за этими скважинами показало, что в процессе эксплуатации они давали безводную нефть.

За период с 1997 по настоящее время технология, предотвращающая заколонные перетоки и межколонные давления, внедрена при цементировании более 200 колонн на скважинах шельфа юга Вьетнама (СП «Вьетсовпетро»). Сущность технологии заключалась в размещении в расчетных интервалах заколонного пространства порций РПИС и, при необходимости, создания противодавления в период ОЗЦ.

До применения указанной технологии наличие межколонных давлений, обусловленных заколонными перетоками, фиксировалось на 80% построенных скважин. Из всех скважин, зацементированных по комплексной технологии, МКД зафиксированы только на двух скважинах, причем в обоих случаях по причине нарушения технологии крепления и возникших осложнений с работой муфт ступенчатого цементирования типа «ПДМ». Таким образом, успешность работы составляет практически 100%.

Следует особо отметить продолжительность эффекта: первые скважины, на которых применялась комплексная технология цементирования, находятся в эксплуатации уже в течение 8-ти лет и на них межколонные давления отсутствуют, что подтверждает долговечность и надежность крепи скважины.

Положительные результаты получены при внедрении ГТС в СП «Вьетсовпетро», где данная технология была применена на морском месторождении «Белый Тигр» при цементировании 245-мм технических и комбинированных эксплуатационных колонн.

Основные геолого-технические условия применения комплексной технологии на месторождениях шельфа Вьетнама приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Диаметр обсадной колонны, мм	Интервал цементирования, м	Зенитный угол ствола, град.	Статическая температура, оС	Градиенты пластового давления
245	0—3200	0—40	30—120	1,05
194	3000—3800	30—60	100—140	1,50—1,65
194x168x140	0—4600	0—60	30—155	0,80—0,95

В 1998 году по заказу НК «ЛУКОЙЛ» разработан «Регламент на цементирование обсадных колонн, обеспечивающий формирование герметичной и долговечной крепи скважины» для ЗАО «ЛУКОЙЛ-Астраханьморнефть», а в 2000 году на его основе были успешно зацементированы несколько скважин на шельфе Каспийского моря (СПБУ «Астра»).

В 2002 году специалисты нашей Компании провели сервисные работы по внедрению комплексной технологии на пяти скважинах на месторождении ЗАО «Арчнефтегеология» (г. Нягань). Во всех скважинах после цементирования эксплуатационной колонны был проведен гидроразрыв продуктивного пласта (ГРП).

Верхний интервал скважин цементировался ГТС на основе цемента ПЦТ-100 с использованием компрессора высокого давления СД 9/101, а в расчетный интервал призабойной зоны между нефтяным пластом и вышележащим напорным водоносным пластом закачивалась пачка РПИС плотностью 1,92 г/см³ на основе цемента стандарта API.

Организационно-технических или иных проблем и затруднений при проведении технологического процесса не отмечено.

Результаты работ приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Результаты внедрения комплексной технологии цементирования обсадных колонн в ЗАО «Арчнефтегеология».

№ скв.	Дебит, т/сут	Обводненность, %	Высота подъема цемента, м	Результаты АКЦ			
	Через 1 год эксплуатации	Через 1 год эксплуатации		хорошее, %	частичное, %	плохое, %	отсутствие, %
403	41	1	устье	15,0	72,0	13,0	0

410	46	4	устье	53,0	47,0	0	0
411	21	7	281,0	0	68,0	20,0	12,0
412	32	8	устье	4,0	70,0	26,0	0
204	44	15	устье	46,0	54,0	0	0
203	15	77	279,0	0	88,2	0	11,8
201	12	85	354,6	0	84,7	0	14,8
511	2	65	639,0	0	51,0	21,0	28,0
316	42	5	устье	79,0	24,0	0	0
301	7	65	503,0	0	73,0	5,0	22,0
210	26	31	280,0	0	27,0	31,1	11,9
501	35	6	устье	46,0	32,0	22,0	0
502	49	14	109,0	0	55,2	40,0	4,8
503	6	9	устье	0	70,0	30,0	0

Внимание! Выделены скважины, зацементированные по комплексной технологии.

Анализ приведенных результатов подтверждает, что цементная перемычка между нефтяным и водоносным пластами при проведении ГРП не разрушилась, о чем свидетельствует низкая обводненность добываемой продукции. Высота подъема тампонажного раствора обеспечена в соответствии с требованиями проекта. Кроме того, повышенные дебиты скважин, где применялась комплексная технология, подтверждают факт снижения отрицательного воздействия тампонажного раствора на коллекторские свойства продуктивного пласта.

Комплексная технология позволяет цементировать обсадные колонны даже в скважинах с АНПД в одну ступень без применения муфт ступенчатого цементирования типа МСЦ, что подтверждено, в частности, на примере строительства скважин на ПХГ.

Таким образом, результаты практического применения комплексной технологии в различных геолого-технических условиях строительства скважин подтверждают эффективность предлагаемой технологии.

Специалисты ООО «НПК «ЭКСБУР К°» готовы выполнить в рамках договора следующие работы:

- анализ геолого-технических и организационных условий цементирования скважин;
- расчет технико-технологических требований к процессу цементирования;
- подбор рецептур тампонажных растворов, отвечающих поставленным требованиям, в том числе с использованием материально-технической базы Заказчика;
- поставку специальных технических средств и необходимых материалов и химических реагентов для реализации технологического процесса;

- оказание сервисных услуг при приготовлении жидкости затворения и тампонажных растворов и проведении процесса цементирования;

- проведение интерпретации полученных результатов геофизических исследований интервалов скважин, зацементированных ГТС.

По желанию Заказчика мы готовы разработать регламент «Комплексная технология цементирования скважин», адаптированный к конкретным геолого-техническим условиям месторождения, провести (при необходимости) промышленные испытания на 2—3-х скважинах и передать его для промышленного использования.

При этом НПК «ЭКСБУР К°» гарантирует своевременную поставку необходимых материалов и технических средств по заявке Заказчика, а также оказание консультационных и методических услуг при дальнейшем внедрении регламента.