

УДК-622.24.

М.53

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Мирзаев Эргаш Сафарович

Доцент Каришинского инженерно-экономического института (Узбекистан)

Аннотация. Мақолада горизонтал қудуқларни цементлашнинг технологик жараёнлари, унга таъсир этувчи омиллар, цемент аралашмасини тайёрлаш технологияси ва уни амалга ошириш, чўкма кучини ва озонлаш қобилиятини бошқаришнинг энг самарали усули ёрдамида пластификаторлар ёрдамида сув-цемент нисбатларини аниқлаш ҳақида сўз боради.

Аннотация. В статье рассматриваются технологические процессы цементирования горизонтальных скважин, факторы, влияющие на него, технология приготовления цементной смеси и ее реализация, определение водоцементных соотношений с использованием пластификаторов с использованием наиболее эффективного метода управления седиментационной прочностью и озонирующей способностью.

Annotation. The article discusses the technological processes of cementing horizontal wells, the factors affecting it, the technology of preparation of the cement mixture and its implementation, the determination of water-cement ratios using plasticizers using the most effective method of controlling the sedimentation strength and ozonation capacity.

Таянч сўзлар: цементлаш, депрессия, тампонаж, аэрация, буфер суюқлиги, седиментация, ўзлаштириш.

Ключевые слова: цементирование, депрессия, тампонаж, аэрирование, буферной жидкостью, седиментация, освоение.

Keywords: cementation, depression, tamponing, aeration, buffer fluid, sedimentation, assimilation.

Методология

На основе статистических данных проанализированы недостатки и достижения в процессе цементирования и укрепления наклонных и горизонтальных скважин, а также требования к применяемому тампонному раствору.

Введение

Качество цементирования колонны заключается не только в снижении уровня продуктивности слоя в ней, но и в надежном их разделении. Качественное и надежное разделение пластов методом колонного цементирования очень важно на месторождениях, так как горизонты водоносного горизонта в сдвиговом слое удаляются на расстояние, не превышающее нефтяной пласт. В последние годы слабые продуктивные месторождения и пласты «сувсузувчи» для начала нагромождения качественных пластов, из-за чего в контексте продуктивной части сувлика остаются предметом острых проблем.

При изучении горных данных геологическое строение продуктивного участка и образование крупных депрессий в низкопродуктивных пластах при разработке и эксплуатации скважин, а также технологические факторы процесса цементирования оказывают существенное влияние на орошение скважин.

В каждом районе будут разработаны свои собственные конкретные рекомендации по открытию и укреплению слоев для улучшения качества цементирования, уделяя особое внимание «обезвоженным» суставам.

В этих рекомендациях следует учитывать следующее :

- применение буровых растворов с минимальными параметрами и водопроницаемостью;
- использование буферных жидкостей ;
- обеспечить контакт цементного камня с колонной и скалой ;
- Качественная сепарация по результатам замеров на АКЦ-1, оценка плотности цементного камня;
- регулируемое давление в депрессии и цементация пласта при освоении и эксплуатации скважин;
- Проведение и повторное вскрытие специальных изоляционных работ.

Испытания слабозамешиваемого цементного раствора проводились в промышленных условиях. На участке Копей-Кубов в Башкортостане (Россия) добавляли цементную смесь световой плотностью $1,5 \text{ г / см}^3$ и пластиковый микрошарик (5%). В Дагестане (Россия) цементная смесь плотностью $1,13 \text{ г / см}^3$ использовалась в скважинах Шамхал-Булакского участка . В качестве смягчающего вещества использовались отходы полиэтилена. Результаты цементирования были положительными [1,2].

Плотность цементной смеси с использованием пены при гидростатическом давлении 30-80% от пластового давления на вскрытии производственной сборки не превышала $0,4-0,9 \text{ г / см}^3$. Для этого использовались вспенивающие проводящие растворы.

Буферные системы газонаполнения использовались для обеспечения подъема цементной смеси на проектную высоту при наличии зоны АРВQ на устье скважины, которая приводилась в движение компрессорным воздухом или газообразующими реагентами с использованием потока эжектора-аэратора в скважину. Трехфазные газонаполненные буферные системы имеют низкую плотность из-за наличия газовой фазы, повышенную несущую способность из-за подвешивания вышеуказанной колонны, сохраняя индекс внутреннего давления около 90% относительно условного гидростатического давления. , увеличивая адгезионные связи для получения твердого цементного камня с небольшой проницаемостью.

Аэрированная буферная суспензия - это твердая дисперсная смесь (газ, жидкость, твердая фаза), которую получают путем аэрации буферной смеси, состоящей из портландцемента или алинитового цемента, смешанного с технической водой.

В качестве пенообразователя используется смесь ПАВ, АФ9-12 неионол, 10, 12 марки неионогенного и анионного ПАВ, образующая твердую пену в среде буферной смеси [4].

NTF и OEDF используются как замедлители времени твердения цементной смеси . Количество замедлителя выбирается в зависимости от конкретных условий.

Степень аэрации выбирается из условия получения столба буферной смеси средней плотности, что позволяет без затруднений поднять его на высоту проекта.

Требуемая скорость аэрации достигается подбором соотношений жидкой и газовой фаз в зависимости от имеющихся технических средств . Аэрация осуществляется компрессором высокого давления или комплектом компрессоров эжекторно-аэраторной буровой установки. К коллекторному блоку или блоку крепится гидроактиватор, а после коллекторного блока на приводной магистрали ставится диспергатор-смеситель потока. Перенос пенообразователя осуществляется в блок манофолд через гидроактиватор цементировочного агрегата.

Контроль основных параметров газовой подвески:

- частота вспенивания должна быть больше или равна 3;
- прочность - отношение объема цементного камня к объему аэрированной тампонной смеси должно быть равно 1 или 100%;
- читаемость около 14 см;
- плотность аэрационной жидкости не более $0,2 \text{ г / см}^3$;
- время отверждения других реагентов, обнаруженных в пенообразующем составе и не подвергнутых принудительной аэрации (к полученному времени отверждения и коррекции, замедляющей эффект аэрации, прибавляется 20 минут).

В процессе цементирования скважин газонаполненным буферным материалом в качестве буферной жидкости добавляются трехфазные пенные системы твердофазного состава портландцемент. Такая система выполняет основную функцию буферной жидкости в целом - предотвращает смешивание промывочной жидкости и цементной смеси.

Рекомендуемый диапазон цементной смеси для получения стабильной буферной жидкости составляет 20-35% [4]. Эта система имеет возможность участвовать в формировании новой структуры и движущихся систем с компонентами промывочной жидкости и мутной оболочки с мутным пространством, а также имеет свободную резервную жидкость. Когда к буферной жидкости добавляется соединение, которое может придавать химически активные свойства при контакте с глиняной оболочкой, оно действует как разделитель и обеспечивает разрушение глиняной оболочки и их удаление из зоны цементирования.

Время полного распада фильтрационной оболочки толщиной 3 мм химического состава активной буферной жидкости обычно составляет от 1 до 5 минут (в зависимости от концентрации компонента используемого ингредиента). Компоненты этой жидкости не подвержены коррозии и производятся в больших масштабах. Буферная жидкость используется в объемах от 3 м³ до 6 м³.

Физические свойства жидкости, добываемой из газоконденсатной скважины (низкая вязкость, низкая плотность), вероятно, приведут к образованию армированного канала в заднем пространстве трубы в ожидании затвердевания цементной смеси.

Чтобы избежать подобных осложнений, разработана технология цементирования скважин, обеспечивающая герметичность цементного кольца за стволом скважины, которая определяет последовательность операций при выборе рецептуры буферной смеси, прогнозировании герметичности цементного кольца при заданных геолого-технических условиях. условия при выборе управляющих эффектов, которые необходимо предотвратить. Важнейшим элементом этой технологии является прогнозирование порядка герметичности цементного кольца по традиционным параметрам с помощью компьютерных программ.

Сюда входят возможность формирования каналов седиментации в заднем пространстве колонны по стволу скважины, изменение пористости буферной смеси при ЦАК (затвердевании цементной смеси), образование жидкости на грунте через кольцо колонны, добавлен приток посторонних жидкостей в зоне перфорации. Используя эти расчеты, количественные требования к характеристикам буферной смеси и камня выдвигаются в разумном целевом направлении, что исключает образование седиментации в заданных условиях за колонной и снижает вероятность образования пластовых флюидов за колонкой.

Самый эффективный способ контроля седиментационной прочности и изоляции - это снижение водоцементного отношения до приемлемых значений за счет использования пластификаторов, увеличения вязкости жидкости за счет добавления высокомолекулярных полимеров (гипс, КМТ, ПВС и т. Д.), Добавления мелкодисперсных наполнители к удельной поверхности пористой среды. Это увеличение должно обеспечить минимальное время до того, как начнется затвердевание буферной смеси после завершения цементации за колонкой.

Один из основных этапов завершения нефтегазовых скважин и их подземного ремонта - этап их освоения является одним из ключевых вопросов при получении потенциального дебита в минимальные сроки и вводе скважины в эксплуатацию.

По результатам анализа технико-экономических показателей действующих скважин и остатка календарного времени испытания определены через год после завершения их бурения, среднее время испытания одной скважины находилось в диапазоне 10-17 дней. Освоение подземных ремонтных работ длилось долго. В данном случае время индикатора составляет 30%, т.е. 5,5 дней, время вне индикатора составляет 70%, т.е. 12,6 дней, количество дней ожидания теста составляет 22% (4 дня), время пребывания - 44 % (8

дней), остальное время было потрачено на 3-4% (0,6 дня) - на устранение аварий и осложнений [5,6].

Таким образом, из данных видно, что время, затраченное на опробование скважин (перфорация, спуско-подъемные работы, сбор притока, изыскательские и вспомогательные работы), составило 5-6 дней.

Аналогичная ситуация наблюдается во многих производственных объединениях: Российские Нижневартовнефтегаз, Сургутнефтегаз, Ноябрьскнефтегаз, Томскнефть, Башнефть, Пермнефть, Оренбургнефть, Удмуртнефть, Белдефтегаз, Став (Беларусь), Мангышлакнефтегаз и другие.

После завершения бурения вопросы освоения скважин и подземного ремонта будут решаться по двум направлениям для повышения эффективности работ :

- Улучшение организации работы с целью сокращения сроков изготовления (65 - 75%) ;

- Разработка новых прогрессивных технических средств и технологических процессов.

В комплекс работ по освоению скважин входит создание гидродинамической связи в системе скважина-пласт, отбор жидкости из пласта и извлечение потенциального начального начального притока . На всех этапах разработки скважины нельзя потерять скважину в результате загрязнения пластов. На каждом этапе эта проблема решается путем применения соответствующих рабочих агентов, выбора схемы и способа разработки скважины, выбора метода обработки и очистки призабойной зоны скважины .

Вторичное вскрытие нефтяных пластов, армированных колонной, на практике осуществляется за счет использования кумулятивных перфораторов (более 98%). Использование других видов перфорации (водно-песчаная, осевая) применяется реже из-за сложности процесса (вода-песок-поток), менее эффективных (осевая перфорация) и из-за ухудшения прочности скважины (перфорация торпеды) [7].

На основании анализа материалов вторичного вскрытия слоя можно сделать следующие выводы:

Производимое в России оборудование отстает от действующего по количеству типоразмеров перфораторов, особенно малых диаметров, отводимых по насосно-компрессорным трубам.

Отсутствие перфораторов для выборочной перфорации продуктивных пластов. В зарубежных странах появились заряженные перфораторы, покрытие вступает в реакцию с породой, создавая трещины в зоне русла. Таким образом, технические средства, перечисленные зарубежными фирмами, обеспечивают очень широкий спектр решений (такие методы сейчас широко производятся и в Китае).

Усовершенствованный метод перфорации мешка в депрессии применяется слабо, в основном из-за организационной работы - из-за отсутствия надежных смазочных материалов, работающих в жидких и газообразных средах, а также отсутствия массового производства.

Перфорация во время первичного вскрытия и после вторичного вскрытия может отрицательно повлиять на зону ствола при формировании коммуникационных каналов при заполнении среды скважины.

Исследования показывают, что основной причиной снижения проницаемости коллекторов является то, что каналы стенки ствола заблокированы твердыми фазами раствора. Проникновение фильтров из среды перфорации не является правильным, поскольку нет способа предотвратить проникновение фильтров, которые нельзя сделать непригодными для использования путем изменения фильтрационных характеристик коллектора.

В последнее время этому вопросу уделяется мало внимания. По имеющимся данным, перфорация в специальных жидкостях в большинстве горных организаций составляет 1,5-2% [8].

В США широко используются перфорированные углубления, в то время как в других случаях для чистовых скважин широко используются специальные жидкости на масляной или водной основе, не содержащие твердых частиц, или растворимые в кислоте соединения. В качестве отравляющих веществ в жидкостях при заканчивании скважин широко используются следующие неорганические соли: NaCl , NaBr , Na_2SO_4 , FeCO_3 , ZnBr . Количество добавляемого стька выбирается в соответствии с конкретными условиями слоя.

Цементные агрегаты, пневмокомпрессорные станции У КП-80, КС-16/100, С Д-9/101, газифицируемые агрегаты азотных автомобилей АГУ-8К используются в качестве технических средств для гидротранспорта при освоении скважин .

Важнейшее внимание уделяется разработке месторождений серы, где агрессивная и токсичная сера усложняет использование известных и испытанных технологий или ограничивает их применение в целом. Если в шахте высокое пластовое давление, проблема вытеснения в пласте практически не будет (достаточно заменить буровой раствор на более легкий раствор), в сети не было технологии для скважин с аномально низким и нормальным пластовым давлением.

В зарубежных странах имеется достаточная практика выбора технологической схемы заканчивания скважин. Помимо тартана и тампонов, в зарубежных странах для наведения токов широко используются двигательные устройства для газификации азота. Эти устройства доступны в широком диапазоне типоразмеров, обеспечивают газообразный азот при рабочем давлении от 40 до 70 МПа, производительность от 1800 до 9000 м³/ч и эффективное выполнение ряда внутрискважинных операций: уменьшение забоя скважины, давление на полное высыхание колодцев; перфорация в углублении в пласте в азотной среде; воздействие азотной кислоты на слой и выполнение других операций.

Использование азота обеспечивает полную взрывобезопасность процесса . В зарубежной практике с 1970 г. использование спецтехники, оснащенной сплошной колонной, при освоении скважин, широко применяют технологические процессы, облегчающие и ускоряющие подъемно-спусковые работы . Оборудование было смонтировано на трассе и добавлен барабан большого диаметра, обернутый колонной труб диаметром 19-25 мм. Длина наматываемой на барабан трубы от 700 до 5500 метров.

С помощью специального механизма через либридор гибкие трубки проходят через НКК под прямым давлением. Газообразный азот, специальные жидкости и другие вещества подаются через пузырек барабана по гибким трубам в скважину . Установка обслуживается одним оператором. Такое устройство предназначено для выполнения множества операций : очистки песчаных пробок, понижения и повышения давления путем замены одного типа жидкости жидкостью или газом другого типа и так далее. Работы можно вести под давлением до 31 МПа . Подобные устройства не производятся в России.

Заключение

После бурения и открытия нефтяных и газовых скважин важно провести процесс цементирования и ввести его в эксплуатацию без скин-фактора. Изучены проблемы использования легких цементных смесей при цементировании скважин и предотвращения попадания фильтрата в каналы коллектора. Важнейшим элементом этой технологии является использование компьютерных программ для прогнозирования порядка герметичности цементного кольца по традиционным индикаторам. Проникновение фильтров из среды перфорации не является правильным, так как нет возможности предотвратить проникновение фильтров, которые нельзя вывести из строя, изменив фильтрационные характеристики коллектора. В последнее время этому вопросу уделяется мало внимания. Показано, что технологии, используемые в США и ряде других стран, могут быть эффективно использованы.

Использованная литература

1. Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. Крепление и цементирование наклонных скважин. - М.: Недра, 1983. - с. 273.
2. Крепление скважин на месторождении Прибрежное / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, С.А. Шаманов // Газовая промышленность. 2000. - № 2. - с. 42-43.
- Кущевского РХГ / Ю.М. Басарыгин, А. Булатов, Г.А. Шаманов и др. // Гипотезы. Поиск. Прогнозы: Сб. науч. тр. - Краснодар: Северо-Кавказскоеотд-ные РИА, 1999. - Вып. 7. - С. 71-81.
3. Т.Р.Юлдашев, Э.С.Мирзаев, У.Бозоров. Требование к буровым раствором при заканчивание горизонтальных скважин.
4. T.R.Yuldashev, E.S.Mirzayev, U.Bozorov. Requirement bore solution under finishing horizontal bore holes.
5. Мирзаев Э.С., Самадов А.Х., Шоназаров Э.Б., Камолов Б.С., Солестойкие буровые растворы. Научный журнал-Международный академический вестник. г.Уфа. 2020. № 12 (44). с.100-102.
6. Самадов А.Х., Шоназаров Э.Б., Пардакулов И.А., Шукуров А.Ш., Бурение и крепление скважин в солях // Школа Науки/Научный журнал. -Москва 2020. № 6 (31) 35-36 с.
7. Абдирахимов И.Э., Буронов Ф.Э., Курбанов А.Т., Самадов А.Х., Технология переработки тяжелых нефтей и нефтяных остатков путем применения криолиза. Научно-практический электронный журнал. Томск, Россия декабр. 2019 г № 12 (39) 310-313 с.