

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Мирзаев Эргаш Сафарович,
*доцент кафедры „Нефтегазовое дело”
Каршинского инженерно-экономического института
(г.Карши, Узбекистан)*

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.

Ключевые слова: *цементирование, депрессия, тампонаж, аэрирование, буферная жидкость, седиментация, освоение.*

IMPROVING THE QUALITY OF HORIZONTAL WELL CEMENTING

Mirzaev Ergash Safarovich,
*Associate Professor of the Department, „ Oil and Gas Business ”
Karshi Institute of Engineering and Economics
(Karshi, Uzbekistan)*

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.

Keywords: *cemented, depressive, grouting, aerated, buffer gravity, sedimentation, development.*

Введение

Качество цементирования колонны заключается не только в снижении уровня продуктивности слоя в ней, но и в надежном их разделении. Качественное и надежное разделение слоев путем цементирования колонн очень важно на месторождениях, так как водоносные горизонты в сдвиговом слое удаляются на расстоянии, не превышающем нефтяной слой. В последние годы разработка малопродуктивных месторождений и обезвоживающих пластов стала одной из самых актуальных проблем.

При изучении данных горных работ, геологическое строение продуктивного участка и образование крупных впадин в низко продуктивных

пластах при разработке и эксплуатации скважин, а также технологические факторы процесса цементирования оказывают существенное влияние на факторы скважин.

В каждом районе будут разработаны свои собственные конкретные инструкции по раскрытию и укреплению слоев для улучшения качества цементирования, уделяя особое внимание «плавающим» швам.

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 с помощью АКЦ-1, оценка плотности цементного камня;
- регулируемое давление на пласт при депрессии и цементировании при освоении и эксплуатации скважин;
- Проведение и возобновление специальных изоляционных работ.

Испытания слабо составов цементного раствора проводились в промышленных условиях. На Копей-Кубовском участке в Башкортостане приведенная плотность при цементировании производственной колонны составляет $1,5 \text{ г/см}^3$ и смесь цемента (5%) с пластиковым микробаллонным соединением. В Дагестане цементная смесь плотностью $1,13 \text{ г / см}^3$ использовалась в колодцах Шамхал-Булакской площади. В качестве смягчающего вещества использовались отходы полиэтилена. Результаты цементирования положительные [1,2].

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

Заполненные газом буферные системы использовались для поднятия цементной смеси на расчетную высоту при наличии зоны АПДС 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 верхней колонны, сохраняя индекс внутреннего давления около 90% относительно условного гидростатического давления, увеличение адгезионных связей для получения прочного цементного камня с небольшой проницаемостью.

Аэрация 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 СФМ, АФ9-12 неонол, 10, 12 марки неионогенного и анионного СФМ, 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-аэрационной буровой установки. К коллекторному блоку или к блоку крепится гидроактиватор, после блока коллекторов на приводной магистрали ставится диспергатор-смеситель потока. Перенос пенообразователя осуществляется в блок манофольд через гидроактиватор цементировочной установки.

Контроль основных параметров газовой подвески:

- частота вспенивания должна быть больше или равна 3;
- прочность - отношение объема цементного камня к объему аэрированной буферной смеси должно быть равно 1 или 100%;
- читаемость около 14 см;
- плотность аэрационной жидкости не более 0,2 г / см³;
- 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 портландцемента. Такая система выполняет основную функцию буферной жидкости в целом - предотвращает смешивание моющих средств и цементной смеси.

Рекомендуемый диапазон цементной смеси для получения стабильной буферной жидкости составляет 20-35% [4]. Эта система имеет свойство 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 придает ему химически активные свойства при контакте с глиняной оболочкой, она действует как разделитель и обеспечивает разложение глиняной оболочки и их удаление из зоны цементирования.

Время полного распада фильтратной 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 вызывают коррозии - активны 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.

Для предотвращения подобных осложнений разработана технология цементирования скважин, обеспечивающая герметичность цементного кольца за колонной скважины, которая задает последовательность операций при подборе смеси тампонной смеси, заданную геологическими условиями.

- в выборе управляющих воздействий для прогнозирования герметичности цементного кольца в технических условиях и предотвращения возникновения за колонной и перетоков между слоями.

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), выход жидкости на грунт через кольцо колонны, Добавлен счет притока посторонних жидкостей в зону перфорации.

Используя эти расчеты, количественные требования к характеристикам буферной смеси и камня продвигаются в разумном целевом направлении, устраняя образование седиментации в условиях под колонкой и снижая вероятность образования пластовых флюидов за колонкой.

Самый эффективный способ контроля седиментационной прочности и изоляции - это снижение водоцементного отношения до допустимого значения с помощью пластификаторов, увеличение вязкости жидкости путем добавления высокомолекулярных полимеров (гипс, КМТ, ПВС и т. д.), Добавления мелкодисперсных наполнителей на удельную поверхность. Увеличение должно обеспечить минимальное время до того, как начнется затвердевание буферной смеси после завершения цементирования за колонной.

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 шло долго. При этом рабочее время составляет 30%, т.е. 5,5 дня, сверхурочная работа - 70%, т.е. 12,6 дня, дни

ожидания тестирования - 22% (4 дня), стояние - 44% (8 дней), остальное время было затрачено на 3-4% (0,6 дня) - на устранение аварий и осложнений [5,6].

Таким образом, из данных видно, что время, затраченное на испытания скважин (перфорация, разгрузочно-подъемные операции, сбор притока, разведка скважин и вспомогательные работы), составило 5-6 суток.

Такая же ситуация наблюдается во многих производственных объединениях: Нижневартовнефтегаз, Сургутнефтегаз, Ноябрьскнефтегаз, Томскнефть, Башнефть, Пермнефть, Оренбургнефть, Удмуртнефть, Ставрополь, Мангышлакнефть, «Узбекнефть» и т.д.

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 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 способа 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:

Оборудование, производимое в России, 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, позволяют решить очень широкий круг задач (такие технологии сейчас широко производятся и в Китае).

Усовершенствованный метод перфорации в депрессии применяется плохо, в основном из-за организационной работы - из-за отсутствия надежных смазочных материалов, лубрикаторы недоступны работающим в жидких и газообразных средах, а также из-за 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, потому что, поскольку нет возможности предотвратить проникновение фильтров, коллектор не может быть приведен в негодность путем изменения характеристики фильтрации.

В последнее время этому вопросу уделяется мало внимания. По имеющимся данным, перфорация в среде спец жидкостей 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. Следующие неорганические соли широко используются в качестве отягчающих веществ в жидкостях при заканчивании скважин: NaCl, CaBr₂, CaCO₃, FeCO₃, 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 практиковаться 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 стандартных размеров, обеспечивая газообразный азот при рабочем давлении от 40 до 70 МПа. перфорация в углублении в пласте в азотной среде; воздействие на слой азотной кислоты и другие операции.

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 стандартных размеров, обеспечивая газообразный азот при рабочем давлении от 40 до 70 МПа. перфорация в углублении в пласте в азотной среде; воздействие на слой азотной кислоты и другие операции.

С помощью специального механизма через лубликатор гибкие трубы проходят через НКТ под прямым давлением. Газообразный азот, специальные жидкости и другие агенты транспортируются 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 т. Д. Работы можно вести под давлением до 31 МПа. Подобные устройства в России не производятся.

Заключение

После бурения нефтяных и газовых скважин важно провести качественное цементирование и ввод 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, потому что, поскольку нет возможности предотвратить проникновение фильтров, коллектор не может быть приведен в негодность путем изменения характеристики фильтрации. В последнее время этому вопросу уделяется мало внимания. Показано, что технологии, используемые в США и ряде других стран, могут быть эффективно использованы.

Литература

1. Samadov A.X., Kasimova A.Y., Umedullayev A.G. USE OF GEONAVIGATION SYSTEM IN CONTROLLING AND FAST CONTROL OF HORIZONTAL WELLS' STEM TRAJECTORY // Экономика и социум. 2024. №3-1 (118). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/use-of-geonavigation-system-in-controlling-and-fast-control-of-horizontal-wells-stem-trajectory> (дата обращения: 11.11.2024).
2. Samadov, A. X., Ahadova, G., & Shukrullayev, D. D. (2023). PDC TURDAGI INNOVATSION BURGILARNING QOLLASHNI ASOSLASH. Экономика и социум, (5-2 (108)), 340-346.
3. Лысенко В. Д. Снижение продуктивности пластов при бурении // нефтепромысловое дело. - Москва, 2003. - № 3, 15-17 с.
4. Мирзаев, Э. С., & Самадов, А. Х. (2022). ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННОЙ БУРОВОЙ СМЕСИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ БУРЕНИИ ПЛАСТЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ. Экономика и социум, (2-2 (93)), 764-768.
5. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. — М.: Недра, 2000.

6. Мирзаев, Э. С., & Самадов, А. Х. (2023). ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ БУРЕНИЯ РАПАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ. *Universum: технические науки*, (2-3 (107)), 64-66.

7. Самадов, А. Х., & Ахадова, Г. (2022). ОЧИСТКА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ. *Экономика и социум*, (6-1 (97)), 855-858.

8. Самадов, А. Х., & Ахадова, Г. (2023). ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СЛОЖНОСТЕЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. *Новости образования: исследование в XXI веке*, 1(7), 577-582.

9. Самадов, А. Х., & Мирзаев, Э. С. (2021). ПРИМЕНЕНИЕ ИНГИБИРОВАННЫЙ БУРОВЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПРОЧНОСТИ СКВАЖИНЫ. *Экономика и социум*, (4-2 (83)), 1328-1331.

10. Самадов, А. Х., Абдиразаков, А. И., & Ахадова, Г. (2022). ОБОСНОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМА ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО В НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ. *Экономика и социум*, (12-2 (103)), 551-555.

11. Самадов, А. Х. (2021). ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ ПУТЕМ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ДИАБАЗОВ. *Universum: технические науки*, (11-2 (92)), 25-27.

12. Номозов, Б. Ю., Самадов, А. Х., & Юлдашев, Ж. Б. (2022). ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ. *Экономика и социум*, (11-2 (102)), 569-574.