УДК 622.276.6

УЧЕТ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА И ПРИСТВОЛЬНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ПРИ ВЫБОРЕ ЦЕМЕНТНОГО СОСТАВА ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ЗОНЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

CHOOSE A CEMENT COMPOSITION TO FASTEN THE FILTRATION ZONE OF PRODUCTION WELLS, TAKING INTO ACCOUNT THE GEOLOGICAL AND TECHNICAL STATE OF THE FORMATION AND WELLBORE ZONE

Ибрагимов Х.М.
кандидат технических наук,
доцент,
SOCAR, НИПИ «НЕФТЕГАЗ»,
начальник отдела «Проектирование воздействия на пласт и ПЗС с целью повышения нефтеотдачи»
Khidir.Ibrahimov@socar.az

Гусейнова Н.И.
кандидат технических наук,
доцент,
SOCAR, НИПИ «НЕФТЕГАЗ»
ведущий научный сотрудник отдела «Проектирование воздействия на пласт и ПЗС с целью повышения нефтеотдачи»
nahide.huseynova@socar.az

Мирзаджанов З.Б.
кандидат технических наук
ООО «AzGerNeft»
zamiqmirzacanov@mail.ru

Ibrahimov K.M.
Candidate of Technical Sciences,
Assistant Professor,
SOCAR, NIPI «NEFTEGAZ»,
Head of Impact «Design Department to the Reservoir and Wellbore Zone in Order to Increase Oil Recovery»
Khidir.Ibrahimov@socar.az

Huseynova N.I.
Candidate of Technical Sciences,
Assistant Professor,
SOCAR, NIPI «NEFTEGAZ»,
Head of Impact «Design Department to the Reservoir and Wellbore Zone in Order to Increase Oil Recovery»
nahide.huseynova@socar.az

Mirzajanov Z.B.
Candidate of Technical Sciences,
«AzGerNeft» LLC
zamiqmirzacanov@mail.ru

Аннотация. В данной статье приводятся результаты проведенных исследований, связанных с разработкой и применением эффективной технологии обеспечения качества и безопасности ведения цементных работ, направленных на упрочнение внутрискважинной зоны фильтра скважин на месторождениях нефти и газа, находящихся в ведомстве ПО «Азнефть» (SOCAR, Азербайджан), однако применение предлагаемой технологии возможно для скважин любого месторождения.

Ключевые слова: цементирование, тампонажный раствор, время схватывания, предел прочности, крепление, скважина, пласт.

Annotation. This article presents the research results of the development and application of an effective technology for ensuring the quality and safety of cement work aimed at strengthening the in-well's filter zone in fields of "Azneft" Production Association (SOCAR, Azerbaijan), but the application of the proposed technology possible for wells of any field.

Keywords: cementing, cement slurry, setting time, tensile strength, fastening, well, formation.

Как любое техническое сооружение, эксплуатационная скважина, должна соответствовать ряду технико-технологических и экономических требований, направленных на достижение проектных параметров ее эксплуатации. Обеспечение прочностных свойств ствола в околоствольной зоне фильтра скважин, решается, чаще всего, за счет крепления неустойчивых пород и изоляции водоносных пластов путем проведения операции цементирования. Для получения эффективных результатов от выполнения этой операции важное значение имеет соответствие используемого тампонажного состава, геолого-технологическим показателям эксплуатируемого продуктивного пласта.

Принципиальными требованиями к проведению операции цементирования зоны фильтра эксплуатационных скважин являются:

– сохранение текучести раствора при сжатии, позволяющей доставить раствор к зоне цементирования не создавая дополнительного фазового сопротивления;

– техническое обеспечение устойчивого контакта образовавшегося цементного камня с породами, составляющими стенки скважины;

– сохранение высоких значений эффективной пористости и проницаемости образующегося цементного камня.

Выполнение этих условий обеспечивает долговременную прочность цементного камня в условиях пласта и способность околоствольной зоны к селективной фильтрации углеводородов в скважину в агрессивных для цемента среде.

Результатом успешно проведенной операции цементирования является:

– минимизация технологических и экономических рисков при эксплуатации скважин;
– сокращение межремонтного периода скважин;
– улучшение качественных показателей эксплуатации скважин.

С учетом вышеизложенных требований, были проведены исследования, направленные на разработку и применение эффективной технологии обеспечения качества и безопасности ведения цементных работ, направленных на упрочнение внутрискважинной зоны фильтра скважин на месторождениях. Исследования были направлены на подбор тампонажных материалов и компонентного состава раствора для крепления призабойной зоны, с учетом геолого-технологических показателей пласта вокруг добывающих скважин в зависимости от температуры пласта и состава пластовых вод. При проведении исследований, в соответствии с показателями применимости [1–4], использовались базовые и модифицированные тампонажные цементы и растворы. Базовые тампонажные цементы использовались в качестве основного компонента модифицированных композиций. Для модификации свойств тампонажных растворов использовались специальные добавки. Используемые тампонажные материалы классифицировались по температуре применимости, густоте образующегося раствора и характерному поведению при схватывании и затвердевании. Для изучения влияния пластовой воды на характеристики раствора и образующегося цементного камня использовалась вода различного состава в широком температурном диапазоне [5]. В зависимости от типа и качества используемого цемента, оцениваемого по стандартам API [6] в лабораторных условиях и физико-механических и химических свойств получаемого на его основе тампонажного раствора, характеризуемого такими параметрами, как плотность, время схватывания, проницаемость, прочность создаваемого раствором цементного камня и т. д., в соответствии с результатами анализа предельных характеристик напряженно-деформируемого состояния околоствольной зоны пласта [7], были предложены специальные химические добавки, позволяющие формировать модифицированные цементные композиции с требуемыми показателями устойчивости и пропускной способности.

На основе поведенных исследований разработаны и в установленном порядке приняты к использованию ряд методических и технологических документов, регламентирующих проведение цементных работ в зоне фильтра эксплуатационных скважин, с учетом геолого-технологических показателей околоствольной зоны продуктивного пласта месторождения [8, 9].

Сведения о влиянии веществ, входящих в состав пластовых вод на цементный камень приведены в таблице 1. Рекомендации по температурному режиму применения регуляторов схватывания и затвердевания приведены в таблице 2.

Учитывая эти факторы, цементный состав для крепления и качественного выполнения изоляционно-ремонтных работ околоствольной зоны фильтра скважины должен разрабатываться индивидуально согласно геолого-технологическим параметрам каждой эксплуатационной скважины. В зависимости от них для управления временем схватывания и затвердевания цемента в состав цементных растворов включают регуляторы процессов схватывания и затвердения (ускорители/замедлители).

Таблица 1 – Влияние веществ, входящих в состав пластовой воды, на цементный камень

Тип пластовой воды	Соединения, входящие в состав пластовых вод	Изменения, происходящие в цементном растворе и цементном камне.
Первая соленность по Пальмеру S1	NaCl KCl Na_2SO_4, K_2SO_4	При контакте цементного раствора с солями NaCl, KCl в сильно соленной среде наблюдается коррозия цементного камня. По мере насыщения поровой жидкости этими солями, вода используется для гидратации, а соли кристаллизуется в порах. По мере увеличения плотности воды, цементный раствор становится более жидким. При увеличении удельного веса цементного раствора образуется осадок. $Na_2SO_4 + Ca(OH)_2 = CaSO_4 + 2NaOH$ В результате сначала уменьшается пористость цементного камня при увеличении его прочности, затем он подвергается разрушению за счет давления кристаллизации.
Вторая соленность по Пальмеру S2	CaCl MgCl. $CaSO_4$, $MgSO_4$	Образуется нерастворимый осадок: CaCl MgCl $CaSO_4$, $MgSO_4$ $MgSO_4 + Ca(OH)_2 = Mg(OH)_2 + CaSO_4$ $MgCl_2 + Ca(OH)_2 = Mg(OH)_2 + CaCl_2$. $Mg(OH)_2$ оседает на поверхности цементного камня и образует полупроницаемый барьер, разрушающий цементный камень.
Первая щелочность по Пальмеру A1	Na_2CO_3, $NaHCO_3$, Na_2S K_2CO_3, $KHCO_3$, K_2S	Действует как замедлитель, предотвращая быстрое схватывание.
Вторая щелочность по Пальмеру A2	$CaCO_3$, $Ca(HCO_3)_2$, $MgCO_3$, $Mg(HCO_3)_2$	В результате реакции карбоната с минералами алюминия, содержащимися в клинкере, образуется карбоалюминат калия CaCO3, который положительно влияет на устойчивость портландцемента: $3CaO{\cdot}Al_2O_3{\cdot}CaCO_3{\cdot}11H_2O$.
Кислотность pH	H_2S H_2CO_3	Образуется гидросульфид кальция $Ca(HS)_2$, который хорошо растворим в воде и хорошо отмывается от цементного камня: $Ca(OH)_2 + 2H_2S = CaS + 2H_2O$ $CaS + H_2S = Ca(HS)_2$ Коррозия CO_2 происходит по тому же механизму: $Ca(OH)_2 + H_2CO_3 = CaCO_3 + 2H_2O$ $CaCO_3 + H_2CO_3 = Ca(HCO_3)_2$

Таблица 2 – Температурный режим применения регуляторов схватывания и твердения

Температура в скважине	Цемент	Рекомендуемые реагенты и их комбинации
0-10 °С	Портлландцемент	$CaCl_2$, $NaCl$, $NaCl + CaC_{12}$, KCl, K_2CO_3
0-20 °С	Портлландцемент	$CaCl_2$, $NaCl$, $CaCl_2 + NaCl$, $NaOH$, Na_2CO_3, Na_2SO_4,
20-75 °С	Портлландцемент	$CaCl_2$, $NaCl$, $NaOH$, Na_2CO_3, Na_2SO_4
75-100 °С	Портлландцемент +песок, шлаковый цемент	Ускорители применяются только в сочетании с замедлителями-пластификаторами и замедлителями-понизителями выхода воды. $CaCl_2$, $NaCl$, Na_2CO_3, Na_2SO_4, $NaOH$, K_2CO_3
> 100 °С	Портлландцемент и шлаковый портландцемент, шлаковый цемент	Применяется в качестве замедлителя схватывания Na_2CO_3, $NaOH$ с вместе замедлителями-пластификаторами и замедлителями-восстановителями водоотдачи

Апробация технологии проводилась на скважинах выделенных для проведения цементных работ на месторождениях, находящихся в ведомстве ПО «Азнефть» (SOCAR, Азербайджан). В настоящее время все цементные операции, проводимые на месторождениях в ведомстве ПО «Азнефть», проводятся в соответствии с разработанной технологией.

Проведение цементных работ на выделенных эксплуатационных скважинах осуществляется под авторским надзором разработчиков технологии в соответствии со стандартами API и требованиями, приведенными в методических указаниях, разработанных для обеспечения технологической эффективности цементирования фильтрационной зоны эксплуатационных скважин.

Список литературы:

1. Теоретические и практические основы цементирования скважин. Строительство / Б.А. Сулейманов [и др.]. – 2022. – 292 с.
2. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин. – Пермь, 2007. – 180 с.
3. Коробов И.Ю. Типы цементов, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин, и вариации их физико-механических свойств при экспериментальных исследованиях / И.Ю. Коробов, С.Н. Попов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 7. – 48–56 с.
4. Nelson E.B. (ed.). Well cementing. – Newnes, 1990.
5. Ноллет Л. М. Анализ воды. Справочник. – СПб. : Профессия, 2012. – 896 с.
6. API Recommended Practice 10B-2. Recommended Practice for Testing Well Cements. Reaffirmed, April 2019.
7. Гусейнова Н.И. Оценка градиента давления при воздействии на пласт с учетом влияния интерференции скважин на деформационные и фильтрационные процессы на выделенном участке месторождения // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 1. – С. 70–82.
8. Технологический регламент на полимерсодержащий тампонажный материал для крепления призабойной зоны скважин. ТР 1669347-109-2019.
9. Методические указания по цементированию скважин. – Баку : SOCAR. НИПИ «Нефть и газ», 2022. – 46 с.

List of references:

1. Theoretical and practical principles of cementing wells. Construction / B.A. Suleymanov [et al.]. – 2022. – 292 p.
2. Dolgikh L.N. Fastening, testing and development of oil and gas wells. – Perm, 2007. – 180 p.
3. Korobov I.Yu. Types of cements used in the construction of oil and gas wells, and variations in their physical and mechanical properties in experimental studies / Korobov I.Yu., Popov S.N. // Oilfield Business. – 2019. – № 7. – P. 48–56.
4. Nelson E.B. (ed.). Well cementing. – Newnes, 1990.
5. Nollet L.M. Water analysis. Directory. – SPb. : Profession, 2012. – 896 p.
6. API Recommended Practice 10B-2. Recommended Practice for Testing Well Cements. Reaffirmed, April 2019.
7. Guseinova N.I. Estimation of the Differential Pressure Under the Formation Stimulation, Considering Wells Interference Effect on Deformation and Filtration Processes in the Selected Field Section // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 1. – P. 70–82.
8. Technological regulations for polymer-containing cementing material for fastening the bottomhole zone of wells TR 1669347-109-2019.
9. Guidelines for cementing wells. «Oil Gas Scientific Research Project». – Baku : Institute of State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR), 2022. – 46 p.