

Опыт в проектировании и бурении: анализ цементирования ранее пробуренных скважин

Эмирасанов А.Е.^{1,2}, Коваль М.Е.^{1,2}, Кашапов А.А.¹, Гиляев Г.Г.³

¹ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия; ²ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия;

³Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия
emirasanovae@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Статья описывает анализ применяемых подходов при цементировании ранее пробуренных скважин с целью улучшения качества крепления и оптимизации дизайна при проектировании и бурении новых скважин. Авторы исследуют различные техники и технологии цементирования, оценивают их эффективность и применимость с целью улучшения качества цементирования. В статье рассматриваются фактические данные по ранее пробуренным скважинам, анализируются преимущества и недостатки различных подходов к креплению скважины, а также предлагаются рекомендации для оптимизации процесса цементирования, производится оценка рисков, разработана превентивных мероприятий.

Материалы и методы

В данной работе был проведен анализ информации по ранее пробуренным скважинам с использованием Excel для проведения сравнения и обработки данных. Применялись методы статистического анализа. Для визуализации была сформирована таблица.

Ключевые слова

цементирование скважин, крепление обсадных труб, улучшение качества крепления, проектирование, бурение нефтяных и газовых скважин, технология цементирования, дизайн цементирования, анализ ранее пробуренных скважин, затрубное пространство, герметичность цементного кольца

Для цитирования

Эмирасанов А.Е., Коваль М.Е., Кашапов А.А., Гиляев Г.Г. Опыт в проектировании и бурении: анализ цементирования ранее пробуренных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 64–66.

Введение

Проектирование — первый этап цикла строительства скважин, включающий выбор оптимальных технологий, проведение анализа исторических данных с целью оптимизации следующих циклов работ. Разработка оптимальных проектных решений является связующим звеном между опытом ранее пробуренных скважин и строительством скважины [1].

Цементирование является важным этапом процесса строительства скважины, так как именно благодаря ему обеспечивается защита скважины от различных негативных воздействий. Основная цель цементирования скважины заключается в создании герметичного барьера между стенками скважины и обсадной колонной, для того чтобы предотвратить проникновение пластового флюида в заколонное пространство. Еще одна цель — поддержка обсадной колонны для дальнейших скважинных операций [2, 3].

Процесс цементирования скважины начинается задачей таких параметров как: химический состав рецептуры цементного раствора, время загустевания, реология, водоотдача т. д. Для обеспечения качественного цементирования необходимо следить за многими параметрами, такими как скорость закачки цементного раствора, давление, плотность цементного раствора. Контроль за вышеречисленными параметрами помогает избежать таких проблем, как недостаточное вытеснение бурового раствора из заколонного пространства между стенкой скважины и обсадной колонной или же недоподъем цементного раствора до плановой высоты [4].

Для того чтобы добиться высококачественного цементирования требуется на этапе проектирования проводить анализ

ранее пробуренных скважин. Полученные результаты анализа могут свидетельствовать об успешности применяемых технологий цементирования (одноступенчатое, МСЦ, пеноцементирование и т. д.). В ходе анализа изучаются режимы закачки, учитываются рецептуры цементных растворов, их высоты подъема, осложнения, которые зафиксированы как до цементирования, так и в процессе. Использование опыта извлеченных уроков способствует избеганию повтора неблагоприятных последствий.

Для составления качественного и достоверного анализа рекомендуется рассматривать не менее 3–4 скважин. Это позволяет более точно определить общие тенденции, прослеживаемые от скважины к скважине, и особенности, возникающие в ходе строительства скважин на конкретном месторождении.

Рассмотрим, какие именно данные могут потребоваться для составления анализа и что они собой представляют.

В первую очередь нас интересуют общие входные данные по скважинам, которые были построены в относительной близости от проектируемой. Учитываются годы строительства скважин для понимания актуальности принятых решений. Немаловажное значение имеют глубины спуска обсадных колонн для сопоставления с проектируемыми значениями и уверенности в перенимании опыта и т. д.

Далее изучается геологическая информация: данные о типах пород, их свойствах, структуре и геологических особенностях залегания пластов. В частности, нужно учитывать расположение продуктивных пластов, ведь именно в данном интервале требуется обеспечение максимально возможного уровня гидроизоляции. Также нужно принять

во внимание наличие солевых пластов в разрезе, наличие или отсутствие многолетнемерзлых пород, интервалы возможных поглощений, их интенсивность и как с ними боролись. Требуется учесть наличие газовых пластов, интервалы кавернообразований.

Также крайне полезным является наличие геофизических данных в открытом стволе, поскольку именно они способны дать нам точную информацию о геометрии ствола скважины, структуре залежей и особенностях геологического строения. В свою очередь от этого зависит каждый этап цементирования скважины — от расчетов до фактически проводимых работ.

Обязательным условием является изучение технико-технологической информации по фактически проведенным операциям. Это могут быть результаты и отчеты по выполненным работам, полевые технические акты, программы выполнения работ, диаграммы станции контроля цементирования, результаты лабораторных исследований всех закачиваемых в скважину жидкостей, поскольку под конкретные скважинные условия требуется конкретная рецептура той или иной жидкости, с учетом их совместимости между собой. Помимо этого, дополнительно анализируются проекты на строительство скважин. На основе этих данных можно выявить, какие именно проблемы возникали при проведении работ, и предупредить возможные осложнения на стадии проектирования.

Совокупность этих данных позволяет провести комплексный анализ и разработать оптимальные решения. Основная информация, необходимая для составления анализа, приведена ниже:

- базовая первичная документация выполненных работ: результаты лабораторных испытаний буферных

и цементных жидкостей, технический акт на цементирование, диаграмма станции контроля цементирования, программа цементирования;

- год строительства скважины;
- диаметр и глубина спуска рассматриваемой обсадной колонны;
- тип примененной оснастки (количество пробок, применение МСЦ, использование корзин, расположение ЦКОДа, типоразмеры центраторов и их конструктивные особенности);
- интервалы цементирования по стволу и по вертикали;
- плотность и объемы всех закачиваемых в скважину жидкостей (буровой раствор, буферные жидкости, цементные растворы, продавочная жидкость);
- характер циркуляции и параметры жидкости, выходящей на устье в конце цементирования;
- информация по детальному описанию осложнений и инцидентов, если таковые возникали в ходе выполнения работы.

Рассмотрим применимость и эффективность анализа на примере составления проектной документации на строительство одной из скважин в Волго-Уральском регионе. Рассматриваемая секция — промежуточная колонна диаметром 244,5 мм. Плановая глубина спуска обсадной колонны — 1 110 м по вертикали и 1 120 м по стволу.

Для подготовки анализа были выбраны три похожие скважины данного месторождения. Средняя удаленность рассматриваемых скважин — 0,5 км от проектируемой. Стоит отметить, что рассматриваемые в анализе скважины пробурены глубже проектируемой в среднем на 150 м. Поскольку скважины

пробурены глубже, то в проектируемой скважине автоматически будут учтены все риски, возникшие на ранее пробуренных скважинах. После изучения предоставленной документации была выделена следующая основная информация:

- в 2017 году была построена одна скважина, интересующая секция цементировалась в одну ступень, высота подъема цемента составила 600 м. Процесс цементирования прошел штатно, отклонений от программы не выявлено;
- в 2019 году были построены две скважины. При проведении цементирования использовались два разных дизайна цементирования. На скважине № 1 применялась технология многоступенчатого цементирования, а на скважине № 2 цементирование производилось в одну ступень.

По анализу из трех скважин, промежуточные колонны 245 мм на двух скважинах цементировались одноступенчатым способом с применением облегченного и тяжелого цементного растворов. На третьей же скважине, несмотря на положительный опыт, была предпринята попытка зацементировать всю секцию тяжелым цементным раствором, для чего и была применена муфта ступенчатого цементирования. Рассмотрим более детально опыт каждого дизайна цементирования.

При цементировании в одну ступень использовали следующие интервалы цементных растворов, их плотности и объемы:

- 0–600 м, облегченный минерализованный цементный раствор плотностью 1,54 г/см³. Объем порции составил ≈23,6 м³;

- 600–1 250 м, тяжелый минерализованный цементный раствор плотностью 1,87 г/см³. Объем порции составил ≈23,7 м³.

Цементирование производилось до устья, каких-либо осложнений в ходе работы не выявлено. Выход циркуляции в процессе цементирования был полным. На устье получено ≈1,5 м³ цементного раствора плотностью ≈1,48 м³. Максимальная прогнозируемая ЭЦП в процессе цементирования = 1,85 г/см³. Это говорит о том, что основные цели достигнуты. Подъем цемента до устья с требуемой плотностью ±0,0 г/см³ осуществлен без потерь.

Опыт на другой скважине с применением МСЦ предполагал использование только тяжелого цемента плотностью 1,87 г/см³. МСЦ устанавливалась примерно на той же глубине равной 630 м. Соответственно объемы порций также сопоставимы с одноступенчатым дизайном цементирования и составили:

- объем порции первой ступени составил ≈24,1 м³;
- объем порции второй ступени составил ≈21,3 м³.

Буферная программа была такой же, как и в ранее рассмотренной скважине. Цементирование производилось до устья, каких-либо осложнений в ходе работы не выявлено. Циркуляция в процессе цементирования полная. На устье получено ≈3 м³ цементного раствора плотностью ≈1,82 г/см³. Максимальная прогнозируемая ЭЦП в процессе цементирования первой ступени = 2,04 г/см³. Максимальная прогнозируемая ЭЦП в процессе цементирования = 1,81 г/см³. Ниже, в таблице, продемонстрирован внешний вид финального варианта проведенного анализа по одной из скважин (табл. 1).

Табл. 1. Финальный вариант проведенного анализа по одной из скважин

Название колонны	Фактические данные		
	Кондуктор	Промежуточная	Экс. к
Строчки откуда взяты данные	отчет	отчет	отчет
Глубина, м	370	1 245	2 560
Док, мм	323,9	244,5	168,3
Н цкод, м	347,19	1 217,51	2 543,8
Н башмак, м	369,74	1 242	2 555,5
V вод. буфера, м ³ / плотн. кг/м ³	Не применялся	3 / 1 070	4 / 1 020
V отм. буфера, м ³ / плотн. кг/м ³	6 / 1 020	3 / 1 090	8 / 1 000
V утяж. буфера, м ³ / плотн. кг/м ³	Не применялся	3 / 1 400	6 / 1 300
Марка цемента	ПЦТ-1-50	ПЦТ-1-50 / ПЦТ-1-50	ПЦТ-1-G-CC-1 / ПЦТ-1-G-CC-1
Интервалы цемент., м	0–370	0–600 / 600–1 242	1 092–2 100 / 2 100–2 560
Плотность ЦР, кг/м ³	1 820	1 540 / 1 870	1 540 / 1 950
Объем ЦР, м ³	26,7	23,6 / 23,7	21,4 / 9,8
Продав. жид. (тип жидкости / объем, м ³ / плотн. кг/м ³)	БР / 25,5 / 1 120	БР / 51,77 / 1 300	Солевой рас-р / 45,6 / 1 020
Цементаж до устья или нет (глубина, м)	Да	Да	Нет, ВПЦ 1 092
На выходе — V, м ³ / тип жидкости / плотн. кг/м ³	2 / ЦР / 1 750	2 / ЦР / 1 480	БР / 1 150
Циркуляция, %	100	100	100
Пробки, кол-во	нет данных	Верхняя — 1 шт.	Верхняя — 1 шт. Нижняя — 1 шт.
МСЦ (глубина, м)	Не применялась	Не применялась	Не применялась
Осложнения	Не выявлены	Не выявлены	Не выявлены
Целевой пласт	Эксплуатация пласта А4 башкирского яруса		
Год строительства	2017		

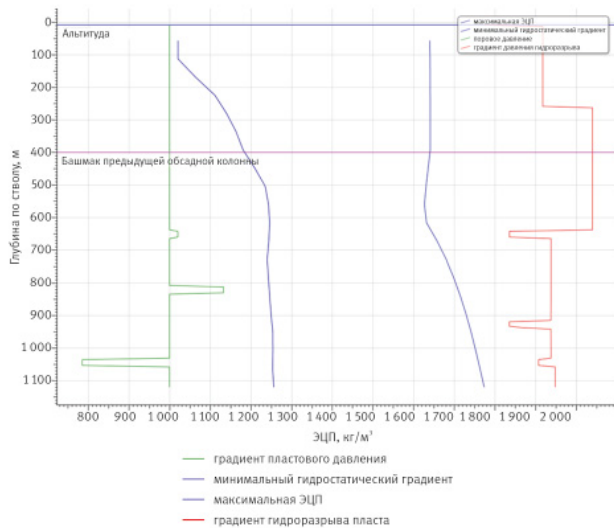


Рис. 1. График давлений в ПД с использованием ОЦР и ЦР

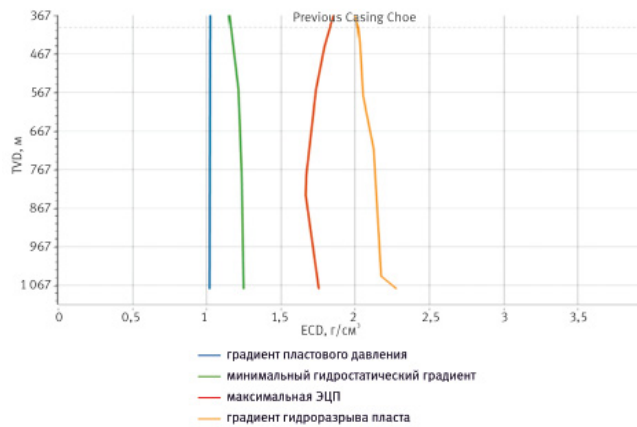


Рис. 2. График давлений в программе на цементирование пеной

На основании вышеперечисленной информации можно сделать вывод о том, что никаких предпосылок к применению многоступенчатого дизайна цементирования не имеется. Более того, у него имеются дополнительные риски из-за более высоких значений прогнозируемой ЭЦП, ввиду чего дизайн цементирования в одну ступень можно считать здесь эталонным.

Для проектной документации был заложен одноступенчатый дизайн цементирования в соответствии с опытом, однако заказчиком было принято решение опробовать технологию пеноцементирования на данном месторождении. По плану работ были определены следующие интервалы пеноцементирования:

- 0–50 м — КЭП-цемент плотностью 1,85 г/см³;
- 50–820 м — пеноцементный раствор плотностью 1,32 г/см³;
- 820–1 120 м — тяжелый минерализованный цементный раствор плотностью 1,87 г/см³.

При этом графики давлений в проектной документации и программе на цементирование получились следующими (рис. 1, 2).

По графикам видно, что ЭЦП на забое в обоих случаях — приблизительно одинаковая на обоих дизайнах цементирования и составляет ≈1,77 г/см³. Однако максимальное значение ЭЦП при пеноцементировании возникает не на забое, а под башмаком предыдущей колонны около 300 м = 1,8 г/см³, при том что при одноступенчатом дизайне

оно составляет 1,66 г/см³. Но проблем с поглощениями ни на одной из скважин не было. Тем не менее следует учесть, что при пеноцементировании создаются дополнительные риски в связи с определенной сложностью проводимой работы по сравнению с обыкновенным одноступенчатым дизайном, коммуникацией с буровой бригадой по поводу тестирования и работы ПВО (наличие ПВО является обязательным условием для проведения пеноцементирования).

При цементировании с МСЦ есть риск несрабатывания оборудования, есть временные затраты на ОЗЦ между ступенями, есть необходимость в разбуривании и дополнительной опрессовке обсадной колонны.

Итоги

Для условий рассмотренной скважины Волго-Уральского региона — цементирование промежуточной колонны диаметром 244,5 мм с глубиной спуска по стволу 1 120 м — наиболее привлекательным является дизайн цементирования в одну ступень. Стоит отметить, что фактическая заливка с применением пеноцемента произошла также штатно. Все 3 рассмотренных технологии цементирования имеют право на жизнь, как показала практика, но подход к проектированию с анализом ранее построенных скважин призван найти оптимальное решение, которое имеет минимум рисков для заказчика и, соответственно, минимум затрат без потери качества цементирования.

Выводы

Данный подход является одним из ключевых шагов при проектировании и обосновывает рациональность выбираемых технологий. Информация актуальна по мере исторического хода развития проектирования и накапливается из года в год. В перспективе имеется потенциал создания общего реестра данных по цементированию всех проектируемых скважин.

Литература

1. Ляпин И.Н., Кожин В.Н., Коваль М.Е. Новый макет проектной документации на строительство скважин на суше — современный подход к процессу проектирования скважин // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 8. С. 18–20.
2. Агзамов Ф.А., Марти Х.А. Заканчивание и крепление многоствольных скважин с большими отходами от вертикали // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 1. С. 30–37.
3. Левинсон Л.М., Агзамов Ф.А., Конесев В.Г., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения горизонтальных скважин. Уфа: Монография, 2019. 317 с.
4. Агзамов Ф.А., Кабдушев А.А. Особенности вытеснения бурового раствора в кольцевом пространстве при цементировании // Современные технологии в нефтегазовом деле. 2018. Т. 1. С. 333–335.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Эмирасанов Александр Евгеньевич, ведущий инженер, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), специалист по УМР Институт нефтегазовых технологий / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
Для контактов: EmirasanovAE@samnipi.rosneft.ru

Коваль Максим Евгеньевич, заместитель генерального директора по инжинирингу бурения, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), кандидат технических наук, исполняющий обязанности заведующего кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
Для контактов: KovalME@samnipi.rosneft.ru

Кашапов Артур Альфатович, руководитель группы, ООО «СамараНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Самара, Россия
Для контактов: KashapovAA@samnipi.rosneft.ru

Гиляев Гани Гайсинович, доктор технических наук, профессор, директор института нефти, газа и энергетики, заведующий кафедрой нефтегазового дела, ФГБОУ ВО «КубГТУ», Краснодар, Россия
Для контактов: gggilaev@kubstu.ru