

# Цементирование скважин: основные скважинные параметры

## Successful Cementing Operation: Key Well Design Parameters to Consider

**Годвин Чидибере НВАФОР; полевой супервайзер/консультант (супервайзер КРС и ГНКТ); «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS), Саудовская Аравия; степень бакалавра (Химическая технология), диплом о послевузовском образовании (Проектирование трубопроводов)**

**Godwin Chidiebere Nwafor; Oilfield Engineering Supervisor/Consultant (Pressure Pumping & CT Pumping Supervisor); National Petroleum Services (NPS), Saudi Arabia; Higher National Diploma (HND) - Bachelor's Degree Equivalent (Chemical Engineering) & Post Graduate Diploma (Piping Design Engineering)**

Годвин Чидибере Нвафор занимает должность «полевой супервайзер/консультант». Он оказывает консультационные услуги для компании «Нэшнл Петролеум Сервисез» (NPS) в Даммане (Саудовская Аравия). Услуги включают в себя операции по закачке под давлением, кислотные обработки на ГНКТ, управление проектами, координацию работ и полевой супервайзинг. Перед этим Годвин 2 года работал в качестве консультанта в Нигерии на работах по цементированию скважин и закачке под давлением для различных клиентов. Ранее Годвин работал 6 лет в компании «Шлюмберже» в Нигерии. Сначала он работал на позиции полевого специалиста, на которой обеспечивал супервайзинг и выполнение работ по цементированию скважин на суше, на шельфовых и глубоководных проектах. Затем он работал на позиции сервисного координатора в Центре планирования внутрискважинных работ в в Порт-Харкорт (Нигерия). В обязанности входило управление активами, управление складским хозяйством; полевое сопровождение работ по цементированию скважин.

Диплом о высшем образовании государственного образца (степень бакалавра) по специальности «химическая технология» Годвин получил в 2008 году в Институте менеджмента и технологий (ИМТ) в Энугу (Нигерия). Диплом о послевузовском образовании по специальности «проектирование трубопроводов» он получил в 2012 году в Технологическом институте в штате Махараштра (Индия). Степень магистра делового администрирования по специальности «управление проектами» он получил в 2016 году в Открытом университете Венкатешвара в Итанагаре (Индия).

Годвин является членом следующих профессиональных сообществ: член – Американский институт инженеров-химиков; зарегистрированный инженер в химической технологии – совет по управлению производством Нигерии (COREN); член – Общество инженеров (SOE), Великобритания; член – Международная ассоциация инженеров (IAENG), Гонконг; практикующий специалист – Чартерный институт качества (CQI), Великобритания; профессиональный инженер – Общество профессиональных инженеров (SPEng), Великобритания; менеджер проекта (MPM®) – Американская академия управления проектами (AAPM®); специалист – Международный институт управления рисками и безопасностью (IIRSM), Великобритания.



Godwin Chidiebere Nwafor is an Oilfield Engineering Supervisor/Consultant currently providing consulting services for National Petroleum Services (NPS) in Dammam, Saudi Arabia. Areas of services include pressure pumping operations, acid stimulation through coiled tubing, project management, service coordination and wellsite supervision. Prior to this, Godwin spent 2 years as an Oilfield Consultant in Nigeria working on well

cementing operations and pressure pumping services for various clients. Previously, he spent 6 years with Schlumberger Plc. in Nigeria working initially as a Well Services Field Specialist providing wellsite supervision and execution of well cementing operations and services in land, swamp, off-shore and deep-water rig installations. Lastly, he was the Operations Service Coordinator for the Well Services Operations Planning Center (OPC) based in Port Harcourt Nigeria providing asset planning, inventory control, field support, and operations support for Cementing Services.

Godwin earned a Higher National Diploma – HND (US Bachelors Degree Equivalent) in Chemical Engineering from the Institute of Management & Technology (IMT) Enugu, Nigeria in 2008; a Post Graduate Diploma (PGDip) in Piping Design Engineering from the Maharashtra Institute of Technology (MIT) Pune, India in 2012, and an Executive MBA in Project Leadership & Management from the Venkateshwara Open University Itanagar, India in 2016.

Godwin is affiliated to the following professional organization; Member – American Institute of Chemical Engineers (AIChE); Registered Chemical Engineering Technologist – Council for the Regulation of Engineering in Nigeria (COREN); Member – Society of Operations Engineer (SOE) UK; Member – International Association of Engineers (IAENG) Hong Kong; Practitioner – Chartered Quality Institute (CQI) UK; Fellow & Professional Engineer – Society of Professional Engineers (SPEng) UK; Fellow & Master Project Manager (MPM®) – American Academy of Project Management (AAPM®), and Specialist Fellow – International Institute of Risk and Safety Management (IIRSM) UK.

## ВВЕДЕНИЕ

Для того чтобы подготовить скважину к бурению следующего участка, добыче или консервации, необходимо провести цементирование – процесс подготовки и закачки цемента в скважину. Цементирование выполняется для различных целей. Цемент обеспечивает герметичность и устойчивость ствола скважины. Чаще всего цементирование выполняется для изоляции водоносных горизонтов. В процессе заканчивания добывающей скважины цементирование необходимо для изоляции затрубного пространства после спуска обсадной колонны. Также одной из целей цементирования является изоляция зон поглощения или участков скважины, в которых приток флюида уменьшился или полностью прекратился. При направленном бурении цементирование проводится для отсечения основного ствола и бурения участка набора угла. Кроме того, цементирование может выполняться с целью консервации скважины.

Как правило, способ закачки цемента (в обсадную колонну или в затрубное пространство) выбирается исходя из большого количества факторов. Вот некоторые из них:

- плотность цемента при разных значениях пластового давления;
- качество цементного камня между колонной и пластом;
- время закачки цемента;
- возможность цементирования колонны по всей длине (борьба с поглощениями, необходимые объемы, прокачиваемость цементного раствора);
- повышение прочности цементного камня;
- качество и долговечность цементного камня.

Данные факторы зависят от параметров скважины, понимание которых позволит корректно подобрать тип цементного раствора для конкретных задач.

## СКВАЖИННЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Помимо крепления обсадной колонны, цемент также обеспечивает изоляцию пластов, т.е. предотвращает перетоки между вскрытыми пластами. При проектировании работы по цементированию очень важно принимать во внимание параметры ствола скважины для обеспечения надежной изоляции.

В статье приведены некоторые из ключевых параметров, которые влияют на успешное проведение работ по цементированию скважины.

## ГЛУБИНА

Глубина скважины влияет на такие параметры, как: количество флюидов, объем флюидов, потери давления на трение, гидростатические давления, температура. ►

## INTRODUCTION

Part of the process of preparing an oil well for further drilling, production or abandonment, cementing a well is the procedure of developing and pumping cement into place in a wellbore. Used for a number of different reasons, cementing protects and seals the wellbore. Most commonly, cementing is used to permanently shut off water penetration into the well. Part of the completion process of a prospective production well, cementing can be used to seal the annulus after a casing string has been run in a wellbore. Additionally, cementing is used to seal a lost circulation zone or an area where there is a reduction or absence of flow within the well. In directional drilling, cementing is used to plug an existing well, in order to run a directional well from that point. Also, cementing is used to plug a well to abandon it.

Generally, there is a whole gamut of concerns about cement placement (down the casing and up the annulus), and some of which include:

- Cement density vs. pressure “window” from formation
- Cement bond between pipe and formation
- Cement pump time
- Ability to place the cement over the whole column (fluid loss control, correct volumes, pumpability)
- Cement strength development
- The quality and longevity of the seal.

These concerns are tied to the well parameters, and understanding the well parameters assist in the design of cement slurry that achieve its design objectives.

## WELL PARAMETERS

Along with supporting the casing in the wellbore, the cement is designed to isolate zones, meaning that it keeps each of the penetrated zones and their fluids from communicating with other zones. To keep the zones isolated, it is critical to consider the wellbore and its properties when designing a cement job.

Some of the key well design parameters that affect the success of every well cementing job are discussed:

## DEPTH

The depth of the well influences the amount of wellbore fluids involved, the volume of wellbore fluids, the friction pressures, the hydrostatic pressures, the temperature, and, thus, the cement slurry design. Wellbore depth also controls hole size and casing size. Extremely deep wells have their own distinct design challenges because of high temperatures, high pressures (HPHT), and corrosive fluids.

## WELLBORE GEOMETRY

The geometry of the wellbore is important in determining the amount of cement required for the cementing operation. Hole dimensions can be measured using a variety of methods, including acoustic calipers, electric-log calipers, and fluid calipers. Open hole geometry can indicate adverse (undesirable) conditions such as washouts. Wellbore geometry and casing dimensions determine the ►

Таким образом, глубина скважины влияет и на состав цементного раствора. Также глубина скважины влияет на объем скважины и обсадной колонны. При подборе цементного раствора для глубоких скважин возникают определенные трудности из-за аномально высоких температур и давлений и коррозионно-активных флюидов.

### ГЕОМЕТРИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Геометрия ствола скважины является важным фактором, влияющим на необходимый объем цементного раствора. Размеры скважины определяются такими методами, как акустическая, электрическая и гидравлическая кавернометрия. Геометрия открытого ствола скважины может создать неблагоприятные условия, например, размыв ствола. Геометрия ствола скважины и размеры обсадных колонн определяют объем затрубного пространства и необходимый объем раствора.

Форма поперечного сечения ствола скважины определяет расстояние между обсадной колонной и стенкой скважины. Эта форма определяет геометрию затрубного пространства, которая влияет на эффективность замещения бурового раствора. Рекомендуемое минимальное расстояние между стенкой ствола скважины и обсадной колонной составляет от 19 до 38 мм (диаметр ствола больше диаметра обсадной колонны на 50–76 мм). Меньшее расстояние ограничивает движение флюидов, что, как правило, усложняет процесс замещения.

Другим важным параметром геометрии ствола скважины является угол наклона. Угол наклона влияет на фактическую глубину скважины по вертикали и температуру. При цементировании скважин с большим отходом от вертикали могут возникнуть определенные трудности при замещении бурового раствора из-за того, что обсадная колонна может быть не отцентрирована относительно ствола скважины. Трудности, вызванные изменением геометрии ствола, можно решить с помощью центраторов обсадной колонны. Центраторы используются для центрирования обсадной колонны относительно ствола скважины, что обеспечивает одинаковый профиль затрубного пространства по всей длине колонны.

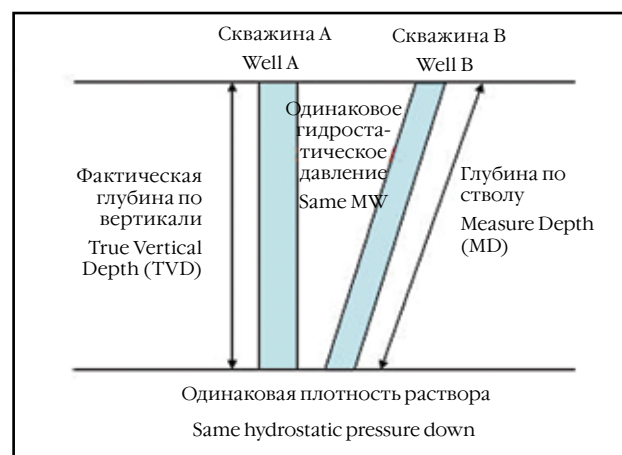
### ТЕМПЕРАТУРА

Температура по стволу скважины является крайне важным параметром при проектировании работ по цементированию. Как правило, определяют три значения температуры: динамическая температура на забое, статическая температура на забое и дифференциальная температура (разница

annular volume and the amount of fluid necessary.

The hole shape also determines the clearance between the casing and the wellbore. This annular space influences the effectiveness of drilling-fluid displacement. A minimum annular space of 0.75 to 1.5 in. (hole diameter 2 to 3 in. greater than casing diameter) is recommended. Annular clearances that are smaller restrict the flow characteristics and generally make it more difficult to displace fluids.

Another aspect of hole geometry is the deviation angle. The deviation angle influences the true vertical depth and temperatures. Highly deviated wellbores can be challenging because the casing is not as likely to be centered in the wellbore, and fluid displacement becomes difficult. Problems created by geometry variations can be overcome by adding centralizers to the casing. Centralizers help to center the casing within the hole, leaving equal annular space around the casing.



**Рисунок 1 – Зависимость фактической глубины скважины от геометрии ствола**

**Figure 1– Relationship between wellbore geometry and true vertical depth (TVD)**

### ТЕМПЕРАТУРА

The temperatures of the wellbore are critical in the design of a cement job. There are basically three different temperatures to consider: the bottom hole circulating temperature (BHCT), the bottom hole static temperature (BHST), and the temperature differential (temperature difference between the top and bottom of cement placement). The BHCT is the temperature to which the cement will be exposed as it circulates past the bottom of the casing. The BHCT controls the time that it takes for the cement to set (thickening time). BHCT can be measured using temperature probes that are circulated with the drilling fluid. If actual wellbore temperature cannot be determined, the BHCT can be estimated using the temperature schedules of American Petroleum Institute (API) RP10B. The BHST considers a motionless condition where no fluids are circulating and cooling the wellbore. BHST plays a vital

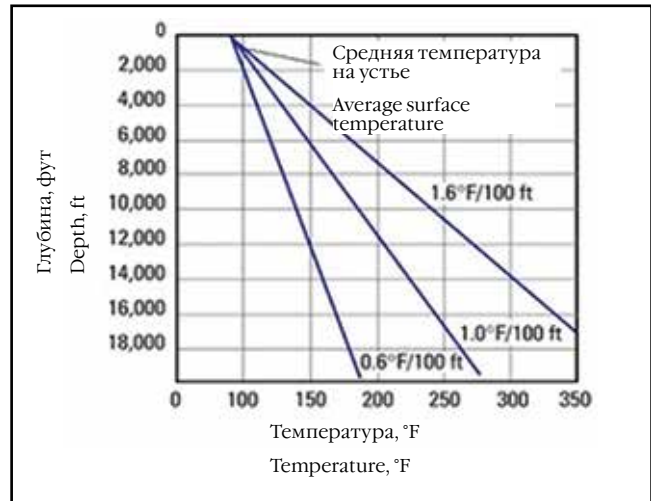
между температурой на глубине подъема цемента и температурой на нижней границе цемента). Динамическая температура на забое – это температура, при которой обеспечивается циркуляция цементного раствора при выходе из обсадной колонны. Динамическая температура определяет время загустевания цементного раствора. Динамическая температура измеряется с помощью датчиков температуры в буровом растворе. При невозможности определения динамической температуры используется температурный режим по стандарту Американского нефтяного института (API) RP10B. Статическая температура определяет статическое состояние на забое, в котором не происходит циркуляция флюидов, следовательно, не охлаждается забой скважины. Статическая температура играет важную роль при наборе прочности цементного камня во время загустевания.

Дифференциальная температура является важным фактором при цементировании длинных участков с большой разницей между температурой на глубине подъема цемента и температурой на нижней границе цемента. В этом случае из-за разницы температур применяются два разных типа цементного раствора.

Динамическая температура влияет на время загустевания цемента, реологию, поглощения, стабильность цемента и время

role in the strength development of the cured cement.

The temperature differential becomes a significant factor when the cement is placed over a large interval and there are significant temperature differences between the top and bottom cement locations.



**Рисунок 2 – Таблица градиента температуры, демонстрирующая изменение температуры по стволу скважины**

**Figure 2 – Temperature gradient table showing how temperature varies over the depth of the well**

Because of the different temperatures, commonly, two different cement slurries may be designed to better accommodate the difference in temperatures.

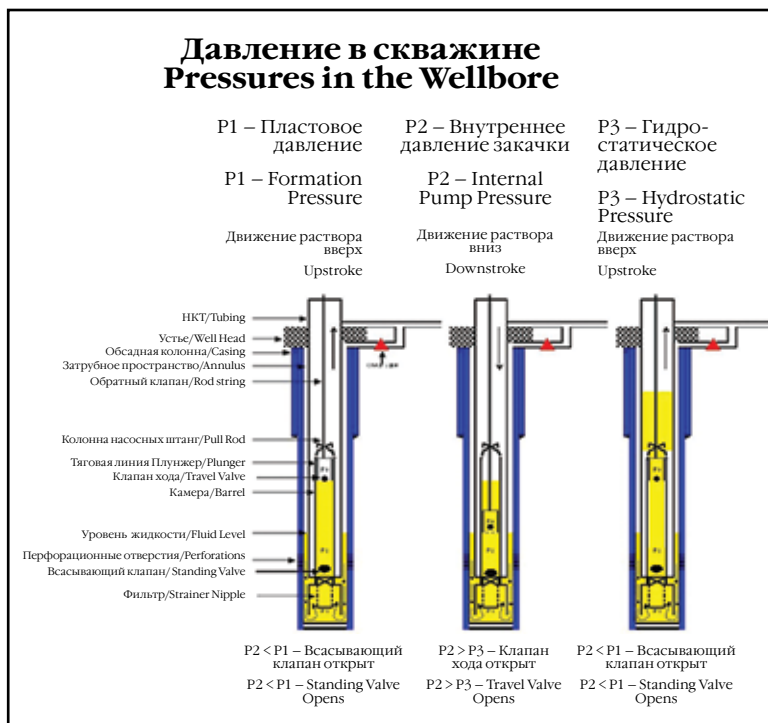
The bottom hole circulating temperature (BHCT) affects slurry thickening time, rheology, fluid loss, stability (settling), and set time. BHST affects compressive strength development and cement integrity for the life of the well. Knowing the actual temperature that the cement will encounter during placement allows operators to optimize the slurry design. The tendency to overestimate the amount of materials required to keep the cement in a fluid state for pumping and the amount of pumping time required for a job often results in unnecessary cost and well-control problems. Most cement jobs are completed in less than 90 minutes.

**FORMATION PRESSURES**

When a well is drilled, the natural state of the formations is disrupted. The wellbore creates a disturbance where only the formations and their natural forces existed before. During the planning stages of a cement job, information about the formations' pore pressure, fracture pressure, and rock characteristics must be known. Generally, these factors will be determined during drilling.

The density of the drilling fluids in a properly balanced drilling operation can be a good indication of the limitations of the wellbore.

To maintain the integrity of the wellbore, the



**Рисунок 3 – Описательный анализ давления в скважине**

**Figure 3 – A descriptive analysis of the pressures in the wellbore**

схватывания. Статическая температура влияет на динамику набора прочности на сжатие и целостность цементного камня на протяжении эксплуатации скважины. Знание фактической температуры при цементировании позволяет оптимизировать состав цементного раствора. Зачастую такие параметры, как объем материалов для поддержания цемента в жидком состоянии для закачки, а также время закачки переоцениваются, что приводит к повышению стоимости работы и проблемам при контроле за скважиной. Большинство работ по цементированию выполняется менее чем за 90 минут.

### ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ

При бурении скважины нарушается естественное состояние пластов. Скважина вызывает возмущение естественных сил, действующих в пластах. Во время планирования работ по цементированию необходимо учитывать пластовое поровое давление, давление разрыва, а также характеристики горных пород. Как правило, эти параметры определяются во время бурения. При корректном управлении процессом бурения по плотности бурового раствора можно судить о предельных значениях данных параметров.

Для обеспечения целостности ствола скважины гидростатическое давление, оказываемое цементом, буровым раствором и другими флюидами, не должно превышать давление разрыва наименее сцементированного пласта. Давление разрыва является верхней границей пластового давления, при котором порода начинает разрушаться (давление, необходимое для расширения трещин). Гидростатическое давление скважинных флюидов, а также потери давления на трение при движении флюидов не могут превышать давление разрыва. В противном случае порода начнет разрушаться. Разрушение породы приводит к потере контроля за пластом и поглощениям. Успешное первичное цементирование позволяет предотвратить поглощения. Давление в скважине также влияет на динамику набора прочности цементного камня.

При проектировании работ по цементированию всегда необходимо учитывать предельные значения температуры и давления в скважине. Низкая температура замедляет время загустевания. Высокая температура ускоряет время загустевания.

### ПЛАСТОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Горные породы, которыми представлен пласт, предъявляют различные требования к совместимости со скважинными флюидами. Чувствительность глинистых сланцев к

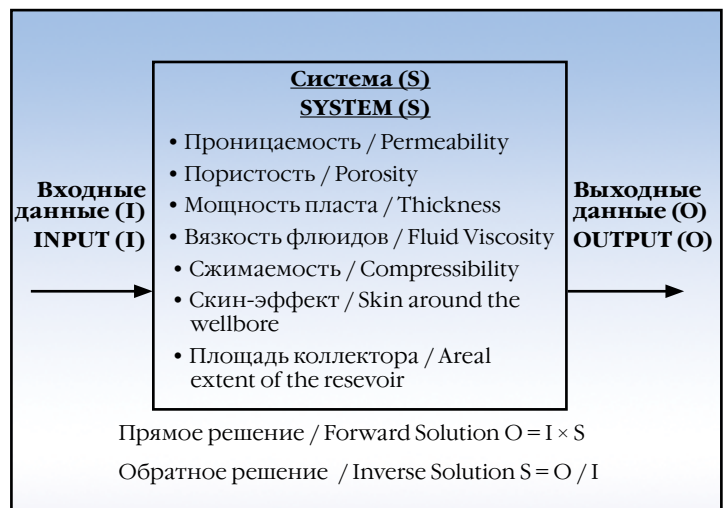
hydrostatic pressure exerted by the cement, drilling fluid, etc. must not exceed the fracture pressure of the weakest formation. The fracture pressure is the upper safe pressure limitation of the formation before the formation breaks down (the pressure necessary to extend the formation's fractures). The hydrostatic pressures of the fluids in the wellbore, along with the friction pressures created by the fluids' movement, cannot exceed the fracture pressure, or the formation will break down. If the formation does break down, the formation is no longer controlled and lost circulation results. Lost circulation, or fluid loss, must be controlled for successful primary cementing. Pressures experienced in the wellbore also affect the strength development of the cement.

Every cement design must take into account the temperature and pressure extremes in the well. Low temperature retards the cement set time. High temperature accelerates the cement set time.

### FORMATION CHARACTERISTICS

The composition of formations can present compatibility problems. Shale formations are sensitive to fresh water and can slough off if special precautions, such as increasing the salinity of the water, are not taken. Other formation and chemistry considerations, such as swelling clays and high-pH fluids, should be taken into consideration. Some formations may also contain flowing fluids, high-pressure fluids, corrosive gases, or other complex features that require special attention.

Other Key Concepts to consider are summarized in the figure 5 below.



**Рисунок 4 – Описание динамики системы пластовых характеристик**

**Figure 4 – A System Dynamics Description of Formations Characteristics**

### OTHER CEMENTING PROBLEMS THAT MUST BE ADDRESSED IN THE DESIGN

1. Well Control – It is very important that until the cement sets, it must control the pore pressure like any other well control fluid.

пресной воде может привести к осыпям и обвалам в скважине, если не повысить минерализацию воды. Также следует учитывать такие характеристики, как наличие набухающих глин и высокощелочных пластовых флюидов. Некоторые пласты также могут содержать текучие жидкости, флюиды под высоким давлением или другие осложнения, на которые следует обратить внимание.

Другие параметры, которые следует принять во внимание, представлены на рис. 5.

СИТУАЦИЯ SITUATION	КОНТРОЛЬ CONTROLS	ПРОБЛЕМЫ EFFECTS	ВЛИЯНИЕ IMPACT	ВЫВОД OUTCOME
Напряженное состояние Stress regime	Плотность бурового раствора Mud weight	Нарушение целостности ствола скважины Well bore instability	Осыпи/обвалы Pack-offs	Длительность работы Time
Пластовые характеристики Formation properties	Расход жидкости Flow rate	Эквивалентная плотность циркуляции ECD	Прихват труб Stuck pipe	Стоимость работы Cost
Угол наклона скважины Well bore Inclination	Скорость проходки ROP	Промывка скважины Hole cleaning	Поглощения Fluid losses	
	Бурение Drilling practices			
	Конструкция колонны Well string configuration			

**Рисунок 5 – Другие параметры, которые следует принять во внимание**

**Figure 5 – Other Well Design Parameters to Consider**

### ДРУГИЕ ПРОБЛЕМЫ, КОТОРЫЕ НЕОБХОДИМО УЧЕСТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАБОТ ПО ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

1. Контроль за скважиной. Очень важно контролировать пластовое поровое давление, как и давление флюидов до момента схватывания цемента.
2. Прокачиваемость. Время закачки цемента должно обеспечивать полное вытеснение цемента из колонны в затрубное пространство.
3. Борьба с поглощениями. Обезвоживание цементного раствора может также привести к ускорению схватывания цемента.
4. Контроль межпластовых перетоков.
5. Появление естественных трещин в пласте, вызванных цементом.

### ВЫВОДЫ

При заканчивании нефтяных и газовых скважин цемент изолирует ствол скважины, предотвращает повреждения обсадной колонны, а также изолирует водоносные горизонты от попадания скважинных флюидов.

Основные факторы, которые следует учитывать для успешного выполнения работ по цементированию, не изменились за более чем 50 лет. Данные факторы классифицированы на восемь основных разделов:

1. Состояние бурового раствора.
2. Использование буферных растворов и промывочных жидкостей.
3. Движение бурильной колонны.
4. Центрирование обсадной колонны.
5. Обеспечение высокой скорости продавливания цементного раствора.
6. Моделирование состава цементного раствора для определенной температуры.
7. Подбор и тестирование различных составов цементного раствора.
8. Выбор необходимого состава цементного раствора. ☉

2. Pumpability – The pump time must be long enough to completely displace the cement from the pipe to the annulus.
3. Fluid Loss Control – If the cement dehydrates, it can also shorten the “set” time.
4. Communication control (avoiding channels)
5. Invasion of natural fractures in the pay by cement.

### CONCLUSION

In completion of oil and gas wells, cement isolates the wellbore, prevents casing failure, and keeps wellbore fluids from contaminating freshwater aquifers.

The basic factors engineers and operators must consider for successful cementing jobs have not changed in more than 50 years. These factors are summarized in eight basic ideas:

1. Condition the drilling fluid.
2. Use spacers and flushes.
3. Move the pipe.
4. Centralize the casing.
5. Maximize the displacement rate.
6. Design slurry for proper temperature.
7. Select and test cement compositions.
8. Select a proper cementing system. ☉

### ЛИТЕРАТУРА/REFERENCES

API RP 10B, Recommended Practice for Testing Well Cements, 22nd edition. 1997. Washington, DC: API.

Economides, M. (1990). Well Cementing. (E. B. Nelson, Ed.) Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Lyons, W. C. (Ed.). (1993). Handbook for Petroleum and Natural Gas Engineers (Vol. 1). Houston: Gulf Publishing Company.

Marca, C. (1990). Remedial Cementing. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Nelson, E. B., Baret, J. F., & Michaux, M. (1993). Additives and Mechanisms of Action. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.

Nelson, E. B. (1990). Well Cementing. (E. B. Nelson, Ed.) Sugar Land Texas 77478: Schlumberger Educational Services.

Rae, P. (1990). Cement Job Design. Sugar Land, Texas: Schlumberger Educational Services.