

Разработка высококачественного бурового раствора на углеводородной основе для поисково-разведочного бурения

Применение традиционных буровых растворов может повлиять на результаты оценки пласта. Жидкости-основы, эмульгаторы и прочие добавки проникают в породу и образцы керна и флюидов, внося неточности в результаты каротажа и анализа флюидов. Новый буровой раствор был разработан с целью обеспечения высокого качества данных каротажа или отбора пластовых проб.

Ирен М. Фергестад
M-I SWACO
Санднес, Норвегия

Кэмерон Р. Стракен
Statoil
Ставангер, Норвегия

Нефтегазовое обозрение, Сборник III: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», том 26, № 1 (весна 2014 г.); том 26, № 3 (осень 2014 г.).

Copyright © 2015 Schlumberger.

Данная статья является русским переводом статьи "Developing a High-Performance, Oil-Base Fluid for Exploration Drilling," *Oilfield Review*, Spring 2014: 26, no. 1.

Copyright © 2014 Schlumberger.

Благодарим за помощь в подготовке данной статьи Беат Петтерсен и Рассела Уотсона (Санднес, Норвегия) и Артура Станкевича (Кламар, Франция).

MDT является товарным знаком компании Schlumberger.

Fann является зарегистрированным товарным знаком Fann Instrument Company.

Rock-Eval является зарегистрированным товарным знаком Institut Français du Pétrole.

Teflon является зарегистрированным товарным знаком E.I. du Pont de Nemours and Company.

Viton является зарегистрированным товарным знаком DuPont Performance Elastomers LLC.

Основная цель поисково-разведочного бурения — изучение литологических свойств, геологического строения и флюидонасыщенности пород перспективных участков. Часто в процессе бурения возникает конфликт интересов. С одной стороны, цель буровой бригады — пробурить скважину, соблюдая требования промышленной безопасности, с учетом ограничений по срокам и стоимости. С другой стороны, основное внимание петрофизиков, геологов и разработчиков сосредоточено на получении точных каротажных данных и отборе репрезентативных проб пластового флюида и породы.

Чтобы достичь цели поисково-разведочного бурения, необходимо использовать такой буровой раствор, который сочетает в себе экономически эффективные технические характеристики с выполнением экологических требований. Особенно непростой задачей является строительство скважин в условиях высокого давления и высокой температуры (ВДВТ), оказывающих значительное влияние на характеристики буровых растворов.¹ С точки зрения бурильщика, буровые растворы на углеводородной основе в условиях ВДВТ в общем случае обладают лучшими характеристиками по сравнению с растворами на водной основе. По сравнению с большинством растворов на водной основе, буровые растворы на углеводородной основе отличаются более стабильной вязкостью, термостойкостью и глиностабилизирующими свойствами, что обуславливает их применение при бурении скважин ВДВТ.²

Однако буровые растворы, удовлетворяющие требованиям буровой бригады, могут оказаться непригодными с точки зрения петрофизиков и инженеров. Например, существуют три основных технологии измерения

пластового давления — гидродинамические испытания скважин, опробование пласта испытателем, спускаемом на кабеле, и измерение пластового давления в процессе бурения. Указанные методы основаны на измерениях у стенок ствола, и поэтому буровой раствор может влиять на их результаты. Фильтрат бурового раствора может проникать в поры пластовой породы и смешиваться с пластовыми флюидами, в результате чего результаты опробования и анализа пластового флюида могут не отражать реальные пластовые условия.³

Наличие мощной фильтрационной корки и проникновение бурового раствора в пластовую породу отрицательно влияют на репрезентативность проб пластовых флюидов и пород, нарушают проявления углеводородов, вносят осложнения в исследования фазового поведения флюидов, искажают результаты некоторых видов геохимических анализов и препятствуют интерпретации пластовых флюидов.⁴ Чтобы гарантировать представительность проб для геохимического анализа, необходимо минимизировать попадание в них бурового раствора. Для обеспечения точности лабораторных исследований проб пластовых флюидов и пород состав бурового раствора должен существенно отличаться от состава пластового флюида. Это позволит установить присутствие проникшего в пласт бурового раствора и компенсировать его влияние на результаты анализов. В частности, буровой раствор должен обладать следующими характеристиками:

- Отсутствие или незначительная доля легких углеводородов (от C_1 до $n-C_{10}$). Проникновение легких углеводородов из раствора в образцы керна может осложнить определение начальной флюидонасыщенности в пределах породы пласта-коллектора. Большинство природных

углеводородных жидкостей содержит от 50 до 97% легких углеводородов. Поэтому легкие углеводороды из бурового раствора могут маскировать легкие углеводороды, которые входят в состав пластового флюида, а это может повлиять на результаты определения содержания углеводородов C_7 , или насыщенных и ароматических углеводородов в нефти при помощи таких методов, как SARA.⁵

- Отсутствие или низкое содержание *n*-алканов (от $n-C_{15}$ до $n-C_{35}$). Присутствие *n*-алканов в буровых растворах может маскировать признаки наличия *n*-алканов в пластовых углеводородах, что повлияет на интерпретацию результатов газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии сырой нефти.
- Отсутствие или низкая концентрация биомаркёров (терпанов и стеранов). Биомаркёры — это остатки молекул химических веществ, содержащихся в органическом веществе, из которого возникла нефть. Содержание биомаркёров можно измерять как в нефти, так и в нефтематеринской породе. Биомаркёры обладают уникальными признаками, которые позволяют судить о возрасте, литологических характеристиках, содержании органического вещества, условиях осадконакопления и термической зрелости нефтематеринской породы и степени разложения нефти. Точный анализ биомаркёров даёт важнейшую информацию о микробиологическом разложении и зрелости как вмещающих пород, так и нефти. Высокая концентрация биомаркёров в буровых растворах может отрицательно повлиять на точность результатов анализа любых флюидов, — особенно конденсатов, которые обычно имеют низкую концентрацию биомаркёров, — из-за маскировки показаний хромато-масс-спектрометрии.
- Отсутствие или низкая концентрация ароматических углеводородов, которые обычно исследуют для определения величины молекулярной зрелости. Высокая концентрация ароматических углеводородов в буровых растворах

может повлиять на результаты определения зрелости пласта, а также на результаты геохимического анализа методом газовой хроматографии.⁶

Для обеспечения эффективного и успешного выполнения буровых работ, традиционные буровые растворы должны иметь состав, обеспечивающий стабильную вязкость, низкое поглощение бурового раствора пластом, низкую эквивалентную плотность циркуляции и минимальную степень оседания барита. Стабильная вязкость обеспечивает оптимальный вынос бурового шлама при минимальном влиянии на давление закачки. Низкое поглощение бурового раствора позволяет предотвратить повреждение пласта, снижающее производительность скважины. Низкая эквивалентная плотность циркуляции помогает поддерживать стабильное забойное давление для предотвращения растрескивания или обрушения стенок скважины. Барит, являющийся широко распространенным утяжелителем буровых растворов, может оседать из раствора. Оседание барита происходит, когда тяжёлые частицы барита выпадают из раствора на нижней стенке скважины или на забое; это явление имеет особенно тяжёлые последствия в крутых наклонных скважинах, особенно если угол отклонения от вертикали превышает 45°. Выпадение барита может привести к изменению плотности столба жидкости в скважине, в результате чего возможна потеря контроля над скважиной.

В данной статье описан процесс разработки нового бурового раствора, который соответствовал бы требованиям, предъявляемым к растворам во время бурения, каротажа и отбора проб. Результаты промысловых испытаний на норвежском шельфе показали, что новый раствор оказывает минимальное влияние на пластовые породы и флюиды, и в конечном счёте на точность большинства геохимических анализов.⁷

Требования к характеристикам бурового раствора

В 2010 году компания Statoil начала поиски нового бурового раствора для проходки скважин с ВДВТ, который не влиял бы на результаты оценки пласта и анализов пластовых флюидов и позволил бы получить хорошие данные по давлению на поисково-разведочной площади Крукс (Crux), расположенной на норвежском шельфе. Специалисты по буровым растворам компании Statoil поставили две задачи. Первая — использовать раствор на углеводородной основе, обеспечивающей эффективное и безопасное выполнение буровых работ с минимальным влиянием на результаты геохимических анализов проб пластовых флюидов. Вторая — подготовить технические требования к более надёжному раствору для вскрытия пластов с низкой эквивалентной плотностью циркуляции, который сохранял бы характеристики в условиях ВДВТ без дополнительных затрат.⁸ Все квалификационные испытания и анализы характеристик буровых растворов, оценка повреждения пласта и проницаемости были выполнены в исследовательских лабораториях компании M-I SWACO, являющейся подразделением Schlumberger, в Санднесе, Норвегия.

Компания Statoil совместно с M-I SWACO выработала основные требования к раствору.⁹ Особенно важной была признана способность раствора обеспечивать отбор проб пластовых флюидов высокой степени чистоты. Кроме того, требовалось, чтобы буровой раствор был устойчивым, максимальное отклонение его фактических параметров от величин, заданных в технических условиях, составляло не более 10%, а его влияние на точность анализов было бы минимальным.¹⁰ Ни один из существующих буровых растворов M-I SWACO не соответствовал таким строгим требованиям компании Statoil. Инженеры компании M-I SWACO начали разработку высококачественного раствора для ВДВТ для вскрытия пластов на основании требований,

1. Условия ВДВТ определены норвежским стандартом Norsk Sokkels Konkurranseposisjon (NORSOK) D-010, им соответствуют скважины с температурой выше 150°C (300°F) и забойным давлением выше 69 МПа (10 000 фунт/дюйм²). Другие организации могут определять условия ВДВТ иначе.

2. В некоторых случаях результаты применения формиатных буровых растворов (а это растворы на водной основе) могут быть аналогичными результатам применения растворов на углеводородной основе.

3. Bennett B and Larter SR: "Polar Non-Hydrocarbon Contaminants in Reservoir Core Extracts," *Geochemical Transactions* 1 (August 22, 2000), <http://www.geochemicaltransactions.com/content/1/1/34> (ссылка проверена 23 апреля 2014 г.).

4. Фильтрационная (глинистая) корка состоит из осадка, отложившегося на стенке скважины в проницаемом интервале, куда под давлением проникает буровой раствор. Фильтрат — это жидкость, которая выходит из бурового раствора и попадает в пласт, оставляя за собой фильтрационную корку.

5. SARA — метод анализа на предельные углеводороды (saturates), ароматические углеводороды (aromatics), смолистые вещества (resins) и асфальтены (asphaltenes). Этот метод анализа позволяет охарактеризовать тяжёлую нефть в четырёх классах растворимости на основании молекулярного веса.

6. Bennett and Larter, сноска 3.

7. Watson R, Johannesen J, Strachan C and Færgestad I: "Development and Field Trial of a New Exploration HPNT Reservoir Drill-In Fluid," paper SPE 165099, presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, June 5–7, 2013.

8. Раствор для вскрытия пласта предназначен исключительно для вскрытия интервалов пласта-коллектора. Оценка буровых растворов является внутренней процедурой компании Statoil.

9. Критерии использования были установлены для оценки качества новых буровых растворов.

10. На точность анализов могут повлиять углеводороды C_{15} , путём маскирования углеводородов, которые содержатся в пробах пластовых флюидов или пород.

Технические условия компании Statoil на буровые растворы

Характеристика	Технические условия оператора на новый буровой раствор для ВДВТ	Средние величины для ранее использовавшихся буровых растворов
Показания вискозиметра «Fann 35» при 600 об./мин	Как можно меньше	103 фунта силы на 100 фут ²
Показания вискозиметра «Fann 35» при 100 об./мин	Менее 24 фунтов силы на 100 фут ²	33 фунта силы на 100 фут ²
Показания вискозиметра «Fann 35» при 3 об./мин	От 5 до 10 фунтов силы на 100 фут ²	12 фунтов силы на 100 фут ²
Поглощение при ВДВТ на 10-микронном диске	Менее 3 мл (0,2 дюйм ³)	От 10 до 12 мл (от 0,6 до 0,7 дюйм ³)
Устойчивость к оседанию барита через 3 суток	Менее 150 кг/м ³ (1,2 фунта массы на галлон США)	160 кг/м ³ (1,3 фунта массы на галлон США)
Устойчивость к оседанию барита через 5 суток	Менее 150 кг/м ³	300 кг/м ³ (2,5 фунта массы на галлон США)

Рис. 1. Технические условия на буровой раствор для ВДВТ. — Технические условия компании Statoil на буровой раствор были разработаны на основании необходимости в усовершенствовании характеристик раствора по сравнению со свойствами буровых растворов, использовавшихся ранее на аналогичных шельфовых месторождениях в Норвегии. Испытания в условиях ВДВТ проводили на 10-микронном диске, наилучшим образом воспроизводящем

условия фильтрации в пластовых породах, в которых планировалось бурение скважин. Чтобы быть допущенным к применению, новый буровой раствор для ВДВТ должен был соответствовать всем техническим условиям. Показания вискозиметра «Fann 35» регистрировали при температуре жидкости 50°C (122°F); 30-минутные испытания на поглощение бурового раствора в условиях ВДВТ производили при температуре жидкости 150°C (300°F).

выданных компании (рис. 1). Специалисты по бурению скважины компании Statoil произвели оценку характеристик нового бурового раствора, которая включала в себя лабораторные испытания и оптимизацию раствора в соответствии с предъявляемыми требованиями.

Измерения и анализы

Для измерения основных характеристик, таких как объёмы фильтрации и проницаемость до и после контакта с буровым раствором специалисты компании M-I SWACO определяли

обратную проницаемость образцов керна.¹¹ Из-за ограниченного количества имеющихся репрезентативных образцов керна, начальные испытания проводили на образцах обнажений аналогичных пород, характеристики которых соответствовали прогнозируемым характеристикам пород поисково-разведочных скважин, а именно — на образцах песчаника Береа (Berea) с проницаемостью от 50 до 100 мД и песчаника Огайо (Ohio) с проницаемостью от 1 до 10 мД (рис. 2). Окончательные испытания производили на образцах керна из соседних добывающих скважин.¹²

Цилиндрические образцы керна из песчаника очищали растворителем, подгоняли по размерам и испытывали для определения основных параметров, таких как плотность зерен, пористость и проницаемость. Затем производили вакуумную закачку в керн модельного раствора, химический состав которого соответствовал составу жидкости в пластах перспективной площади Крукс. Чтобы достичь репрезентативного насыщения керна достаточно быстро, использовали ультрацентрифугу, позволяющую снизить влагосодержание керна до минимума и оставить в нём лишь неснижаемый уровень водонасыщенности (рис. 3).¹³ Затем образцы керна устанавливали в гидростатический кернодержатель.

Для определения обратной проницаемости используют вертикальный кернодержатель, в который керн устанавливают пластовой стороной вверх (рис. 4). Кольцевое пространство, необходимое для образования фильтрационной корки при создании избыточного давления в ходе испытания, создаётся при помощи устанавливаемой в нижней (скважинной) части керна шайбы. Через трубку подаётся в кольцевое пространство и откачивается из него буровой раствор, который может нести мелкие частицы фильтрационной корки.¹⁴ Проницаемость измеряют как в присутствии фильтрационной корки, так и без неё.

Проницаемость измеряют на всех этапах испытаний. После установки кернодержателя в печь там создают условия, аналогичные пластовым, путём повышения давления и затем температуры (рис. 5). Когда температура и дав-

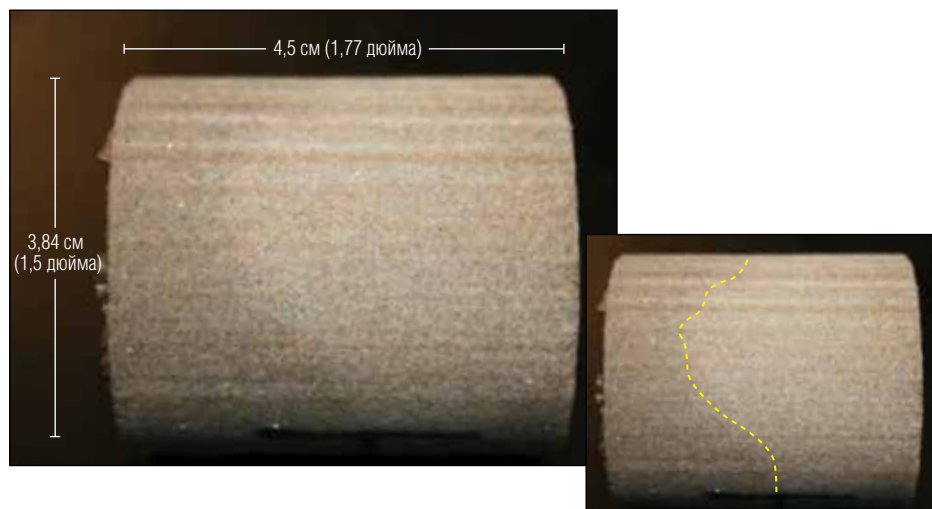


Рис. 2. Проникновение фильтрата бурового раствора. — По окончании испытания на обратную проницаемость на образцах керна часто имеются признаки проникновения фильтрата бурового раствора. После 20-часового воздействия бурового раствора на углеводородной основе данный образец керна показывает признаки проникновения фильтрата на небольшую глубину. Хотя глубина проникновения фильтрата достаточно невелика (внизу на рис. слева от желтой пунктирной линии), обратная проницаемость величиной 32% указывает на значительное повреждение керна.

ление в керне стабилизируются, измеряют проницаемость путём пропускания минерального масла через верхнюю часть керна к нижней части («из пласта в скважину»). Определённая таким образом величина проницаемости обозначается как $k_0 1$. Затем производится закачка бурового раствора при избыточном давлении в противоположном направлении («из скважины в пласт»). При помощи высокоточной насосной системы поддерживается постоянное давление, и в это время измеряют фильтрацию раствора в керн. Спустя 20 часов избыточное давление снижают, и начинают моделирование добычи путём истечения раствора из пластового конца керна в скважинный.

Измерение проницаемости в направлении добычи ($k_0 2$) производят на установившемся дебите обратного притока, на четырёх низких дебитах.¹⁵ Эти измерения на четырёх дебитах позволяют получить статистически значимую величину проницаемости. Данные о проницаемости используются для определения обратной проницаемости: это отношение $k_0 2$ к $k_0 1$, выраженное в процентах. Высокая обратная проницаемость указывает на незначительное влияние бурового раствора на пласт.

После измерений проницаемости керн охлаждают, и из него стравливают давление. Керн вынимают из кернодержателя, фотографируют и описывают. Перед повторной установкой керна в кернодержатель удаляют все остатки фильтрационной корки. Затем измеряются проницаемость в направлении пласт — скважина без фильтрационной корки.

11. В ходе испытаний на обратную проницаемость производится сравнение начальной проницаемости и проницаемости образца керна после его обработки буровым раствором в пластовых условиях. Обратная проницаемость — это отношение проницаемости образца керна после воздействия бурового раствора к его начальной проницаемости, выраженное в процентах.
12. Данная методика эксперимента специфична для описанного случая.
13. Byrne MT, Spark ISC, Patey ITM and Twynam AJ: "A Laboratory Drilling Mud Overbalance Formation Damage Study Utilising Cryogenic SEM Techniques," paper SPE 58738, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 23–24, 2000.
14. Фильтрационная корка может распадаться на отдельные частицы при создании давления депрессии во время испытания на обратный приток. Трубки должны иметь достаточно большой внутренний диаметр, чтобы частицы разрушенной фильтрационной корки смогли пройти по трубке вместе с буровым раствором.
15. На керне поддерживается постоянный перепад давления, а расход раствора, протекающего через керн, зависит от проницаемости керна. По мере увеличения проницаемости цилиндра керна при создании депрессии расход также увеличивается, а затем стабилизируется на определённом уровне. После этого производится измерение проницаемости.



Рис. 3. Подготовка керна. — Центрифугу используют для построения кривых капиллярного давления и подготовки образцов керна к измерению обратной проницаемости. Разобранный кернодержатель и ротор центрифуги (справа на рис.) готовы к следующему опыту. В данной центрифуге может одновременно находиться три образца керна длиной 3,84 см (1,51 дюйма).

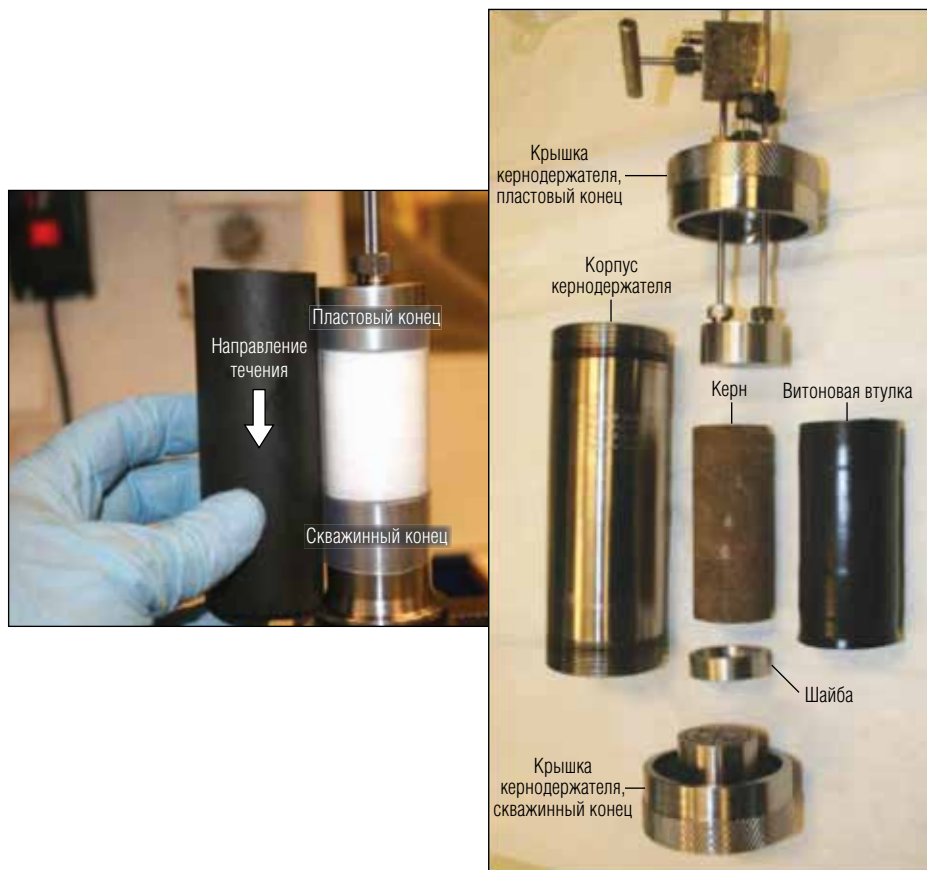


Рис. 4. Конструкция кернодержателя. — Кернодержатель (справа на рис.) в разобранном виде. Керн оборачивают тefлоновой пленкой (белый цилиндр слева на рис.) и помещают в витоновую втулку (черная) для защиты боковой поверхности керна от внешних воздействий. Раствор закачивают в образец керна сверху вниз; при этом раствор не должен поступать через боковую поверхность керна или выходить из неё.

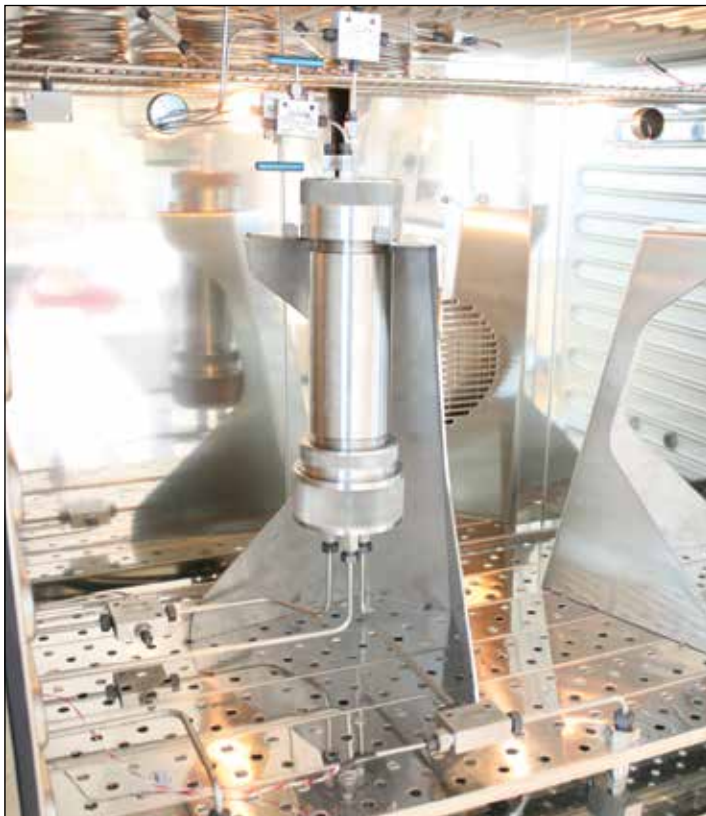


Рис. 5. Смонтированный кернодержатель. — Обычно во время измерения обратной проницаемости кернодержатель устанавливают в печи вертикально, при этом керн повернут пластовой стороной вверх, а скважинной стороной — вниз. Добычу моделируют путём прокачки в направлении от пластовой части керна к скважинной (сверху вниз). Исследуемые буровые растворы подают на скважинный торец керна.

Это необходимо для определения проницаемости k_3 . Наконец, керн готовят к проведению заключительного анализа, чтобы определить причины изменений проницаемости, наблюдавшихся в ходе экспериментов.

Буровые растворы и их составляющие, такие как эмульгаторы, глиноматериалы, регуляторы поглощения бурового раствора пластом, могут проникать в породы, закупоривать поры и смешиваться с пластовыми жидкостями. Это влияет на точность геохимического анализа керна и добываемых флюидов.¹⁶ Для оценки возможного влияния буровых растворов, планируемых к использованию на скважине, проводят предшествующие бурению анализы для определения следующих характеристик:

- Определение общего количества органического углерода и пиролиз по методу Rock-Eval для изучения характеристик осадочного органического вещества. Общее количество органического углерода (Total Organic Carbon — TOC) служит показателем содержания органических веществ в породе, что позволяет получить полуколичественную оценку углеводородного потенциала. TOC измеряется как массовое процентное содержание органического углерода. Пиролизный анализ Rock-Eval позволяет оценить количество, качество, тип и термальную зрелость цельной породы и образцов керогена.
- Деасфальтизация и разделение по групповому типу. Данные методы используются для извлечения из нефтепродуктов определённых ком-

понентов — асфальтенов и прочих соединений. Анализ SARA применяется для разделения соединений по групповому типу на основе различной растворимости и полярности и часто проводится как жидкостно-хроматографическое разделение в открытой колонке при низком давлении.

- Газовая хроматография сырой нефти. Данный метод позволяет различать отдельные пробы нефти для определения основного состава нефти. Хроматограммы сырой нефти содержат набор пиков различной величины, соответствующих компонентам сырой нефти, которые находятся под влиянием условий осадконакопления, литологических свойств вмещающих пород, возраста нефти и внутрипластовых процессов. Компоненты, из которых состоит нефть, отличаются по объёму, химическому составу и свойствам. Поэтому они выходят из колонны через определённые промежутки времени, образуя пики на хроматограмме. Высота пиков и площадь под ними соответствуют концентрации компонентов. Таким образом, соотношения между концентрациями можно использовать в качестве признаков, позволяющих различать уникальные характеристики пластов-коллекторов и месторождений. Кроме того, пики позволяют аналитикам выявлять различные соединения, присутствующие в пробах.
- Газовый хроматограф с пламенно-ионизационным детектором для определения концентрации предельных углеводородов в экстрагируемых углеводородах. Концентрацию предельных углеводородов определяют интегрированием площади под пиками на хроматограмме.
- Газовый хроматограф с масс-спектрометром для выявления биомаркёров, диамондоидов и ароматических углеводородов.¹⁷ Точный анализ биомаркёров позволяет получить важную информацию о микробиологическом разложении и зрелости вмещающей породы и нефти. Диамондоиды в нефти и осадочных экстрактах обладают высокой термостойкостью и не разрушаются при крекинге нефти. Кроме того, диамондоиды обычно более устойчивы по сравнению с другими классами углеводородов, присутствующими в геологических образцах пород. Из-за этого они наименее подвержены изменениям, таким как биоразложение и созревание нефтей. Благодаря этим свойствам диамондоиды используют для определения геохимических характеристик вмещающих пород и сырых нефтей, а также для оценки степени биоразложения и термической зрелости высокозрелых сырых нефтей и конденсатов. Ароматические углеводороды устойчивы к биоразложению средней и высокой интенсивности,

16. Bennett and Larter, сноска 3.

17. Масс-спектрометр устанавливается после газового хроматографа. После выхода молекул из газового хроматографа с определёнными временами удерживания масс-спектрометр поочередно улавливает, ионизирует, ускоряет, отклоняет и детектирует ионизированные молекулы. Молекулы разбиваются на ионизированные фрагменты, и масс-спектрометр детектирует фрагменты по отношению их масс к заряду. Препаративные и аналитические методы применялись в соответствии с методическими рекомендациями Норвежского отраслевого руководства по геохимическому анализу органических соединений (Norwegian Industry Guide to Organic Geochemical Analysis). Подробнее см.: *NIGOGA* Edition 4.0 (May 30,

2000), <http://www.npd.no/engelsk/nigoga/default.htm> (ссылка проверена 14 февраля 2014 г.).

18. Wenger LM, Davis CL and Isaksen GH: "Multiple Controls on Petroleum Biodegradation and Impact on Oil Quality," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 5, no. 5 (October 2002): 375–383.

19. В процессе горячей прокачки, известной также под названием динамического старения, пробу жидкости объёмом 350 мл (21 дюйм³) помещают в стальную ячейку объёмом 400 мл (24 дюйм³) и ставят в печь, оборудованную роликами. В течение определённого времени при определённой температуре ячейки перекачиваются на роликах в печь. Горячая прокачка моделирует процесс старения бурового раствора в скважинных условиях. Обычно время выдержки составляет 16 часов.



Рис. 6. Вискозиметр «Fann 35». — Вискозиметр «Fann 35» — это ротационный вискозиметр прямого считывания с коаксиальными цилиндрами. Внешний цилиндр вращается с известной частотой оборотов. Исследуемая жидкость находится в пространстве между двумя цилиндрами. Во время вращения внешнего цилиндра из-за вязкости исследуемой жидкости создаётся крутящий момент, воздействующий на внутренний цилиндр. Крутящий момент измеряется при помощи отклонения прецизионной пружины. Отклонение пружины считывается непосредственно со шкалы, расположенной в верхней части вискозиметра; показания обычно снимаются при частоте вращения 600, 300, 100, 6 и 3 об./мин.

поэтому они являются отличным средством, позволяющим отличить подвергшиеся и не подвергшиеся биоразложению нефти.¹⁸

Специальные лабораторные исследования, такие как определение реологических параметров, испытание на поглощение бурового раствора в условиях ВДВТ и испытания на оседание барита, предназначены для определения вязкости бурового раствора, стабильности его характеристик во времени, а также фильтрационных характеристик, необходимых для общей оценки качества бурового раствора. При помощи вискозиметра «Fann 35» измеряли реологические параметры нового раствора после смешения при 50°C (122°F) и горячей прокатки в печи при 150°C (300°F) (ожидаемой забойной температуре) для создания эффекта динамического старения (рис. 6).¹⁹ После горячей прокатки повторно измеряли вязкость при 50°C и определяли фильтрацию (поглощение) в условиях ВДВТ для раствора, подвергнувшегося горячей прокатке. Определение фильтрации

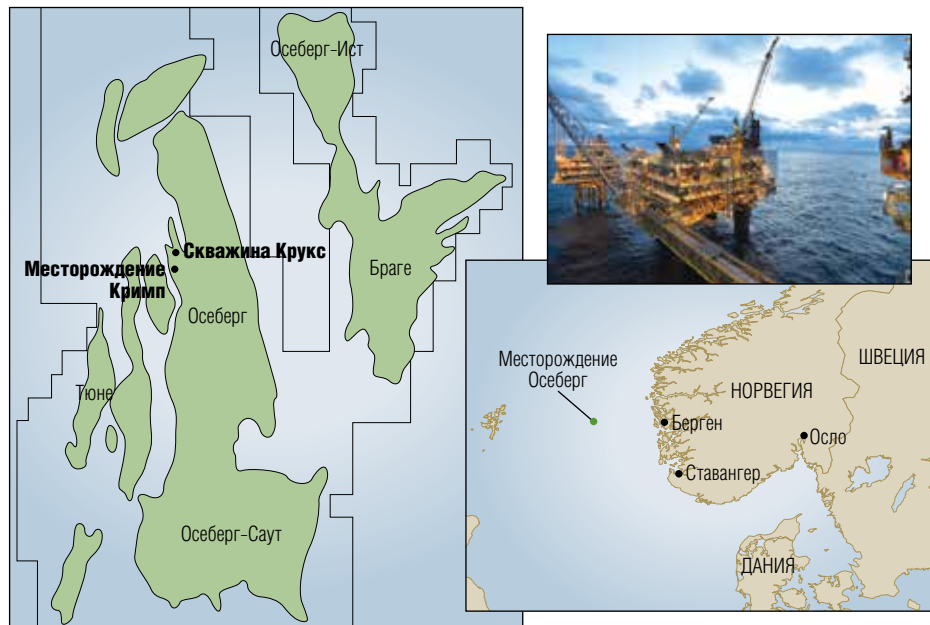


Рис. 7. Месторождение Кримп. — Пробуренная компанией Statoil поисково-разведочная скважина расположена на новой перспективной площади Кримп в Северном море к западу от Бергена, Норвегия. Кримп — это месторождение газа и газового конденсата с ВДВТ, для разработки которого требуются буровые растворы с плотностью до 1900 кг/м³ (15,9 фунтов массы на галлон США). Пластовая температура на месторождении — до 155°C (311°F). Основные усилия были направлены на разработку формулы бурового раствора для ВДВТ, рассчитанного на применение в условиях пластовой температуры 150°C и имеющего плотность 1750 кг/м³ (14,6 фунтов массы на галлон США). (Фото Харальда Петтерсена, авторские права Statoil. Используется с разрешения владельца авторских прав.)

в условиях ВДВТ производили при 150°C, фильтрат собирали через 10-микронный керамический диск в течение 30 минут.

Для испытания на оседание барита 350 мл (21 дюйм³) бурового раствора помещают в стальную ячейку емкостью 400 мл (24 дюйм³) для статического старения проб и выдерживают при 150°C в течение 16 часов, 3 суток и 5 суток.²⁰ Для проведения испытания статически состаренную пробу бурового раствора объёмом 350 мл в ячейке сначала разделяют на шесть слоёв. При этом не допускается перемешивание слоёв, а ячейка должна постоянно находиться в вертикальном положении.²¹ Затем все шесть слоёв раствора разливают по отдельным контейнерам. Первый слой состоит из отделившейся чистой жидкости над буровым раствором. Слои со второго по шестой, имеющие одинаковый объём, содержат буровой раствор с увеличивающимся удельным весом. Затем записывают объём отделившейся жидкости и взвешивают все слои для определения удельного веса. Для расчета оседания барита (изменения плотности бурового раствора в зависимости от глубины) начальный удельный вес раствора вычитается из удельного веса раствора в нижнем слое.

Соединяя точки

В дополнение к выработке требований к буровому раствору, подготовленных компанией M-I SWACO, специалисты компании Statoil выполнили ряд предшествующих бурению испытаний и анализов по собственным методикам в своей лаборатории в Санднесе. Постоянный обмен информацией и результатами в ходе работ по разработке раствора обеспечил выполнение плана исследований. Результаты показали, что приготовленный по окончательной формуле буровой раствор соответствовал всем требованиям, установленным компанией Statoil для бурения поисково-разведочной скважины на перспективной площади Крукс месторождения Осеберг к западу от Бергена, Норвегия (рис. 7).

20. Испытание на оседание барита производят с пробами раствора, которые подвергались статическому старению. При статическом старении образцы бурового раствора устанавливают вертикально в печь и выдерживают там в течение определённого времени в условиях, соответствующих статическим условиям в скважине.

21. Буровой раствор после статического старения будет образовывать гель и иметь характерное статическое напряжение сдвига. При перемешивании статическое напряжение сдвига резко упадет, слои смешаются друг с другом, в результате чего параметры оседания барита будут неточны. Поэтому для обеспечения точности измерений ячейки должны постоянно находиться в вертикальном положении.

Значения обратной проницаемости в четырёх испытаниях

Плотность раствора, кг/м³ (фунт массы на галлон США)	Керновый материал	Температура испытаний, °C (°F)	Поглощение, мл (дюйм³)	k_01 , мД	k_02 , мД	Расчетная обратная проницаемость $k_02/k_01 \times 100$, %	k_03 , мД	Расчетная обратная проницаемость $k_03/k_01 \times 100$, %
1850 (15,4)	Песчаник Береа	135 (275)	7,5 (0,46)	69,50	56,50	81	56,70	82
1850 (15,4)	Сырая нефть/состаренный песчаник Береа	135 (275)	7,1 (0,43)	55,50	50,70	91	50,60	91
1750 (14,6)	Песчаник Огайо	150 (300)	6,9 (0,42)	1,55	1,21	78	1,21	78
2020 (16,9)	Песчаник Огайо	188 (370)	8,2 (0,50)	2,07	1,37	66	1,37	66

Рис. 8. Испытание на обратную проницаемость. — Два испытания на обратную проницаемость были выполнены на образцах керна из высокопроницаемого песчаника Береа, и ещё два испытания на обратную проницаемость были выполнены на образцах керна из малопроницаемого песчаника Огайо. Обратную проницаемость измеряли с фильтрационной коркой и без неё. Новый буровой раствор для ВДВТ (зеленая строка)

испытывали на образцах керна из песчаника Огайо при 150°C, при этом обратная проницаемость как с фильтрационной коркой, так и без неё составила 78%. Начальная проницаемость обозначается как k_01 ; проницаемость после моделирования добычи с фильтрационной коркой и без неё обозначаются как k_02 и k_03 соответственно.

В испытаниях на повреждение пласта обратная проницаемость оказалось равной от 66 до 91% (рис. 8).²² Новый буровой раствор, использовавшийся при строительстве поисково-разведочной скважины, показал обратную проницаемость на уровне 78%, что было признано компанией Statoil успешным результатом.

Объёмы фильтрата, измеренные в ходе испытания на обратную проницаемость, были на допустимом уровне. Толщина фильтрационной корки во всех испытаниях была невелика, при извлечении керна из кернодержателя после испытаний прилипания фильтрационной корки к скважинному концу керна не наблюдалось (рис. 9).²³ Результаты измерения проницаемости с фильтрационной коркой и без неё отличались незначительно, что свидетельствует об откалывании (отслаивании) фильтра-

ционной корки при моделировании обратного притока. А именно, при определённом перепаде давления фильтрационная корка отделяется от поверхности пласта в виде отдельных кусков (откалывание) или слоёв (отсдаивание). Лёгкое отделение фильтрационной корки свидетельствует о высоком качестве бурового раствора, который обеспечивает быстрый доступ каротажных инструментов к пластовым флюидам под давлением.²⁴

Микрофотография скважинного конца керна Береа, полученная в сканирующем электронном микроскопе в режиме обратно-рассеянных электронов, показывает, что непосредственно под фильтрационной коркой поры породы открыты, а буровой раствор отсутствует. Это свидетельствует о том, что фильтрационная корка защищает пористую породу от бурового раствора (рис. 10).

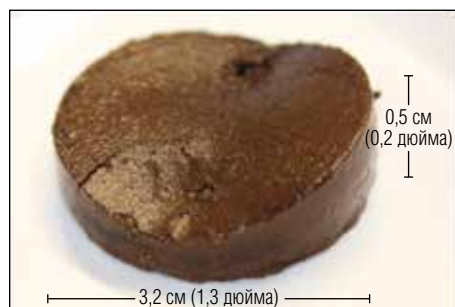


Рис. 9. Фильтрационная корка после испытания на обратную проницаемость. — Фильтрационная корка, оставленная новым буровым раствором после испытания на обратную проницаемость, имела толщину 0,5 см при диаметре 3,2 см. Верхняя поверхность непосредственно прилегала к керну. Фильтрационная корка осталась нетронутой, это подтверждает отсутствие отслаивания корки во время моделирования добычи.

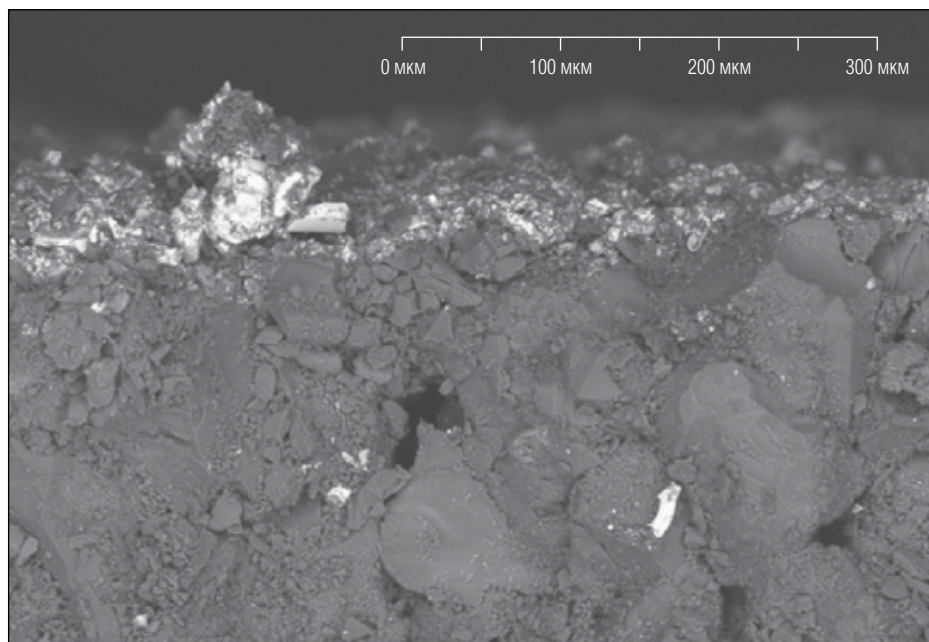


Рис. 10. Защитные функции фильтрационной корки. — Микрофотография скважинного конца керна из обнажения пород, полученная в сканирующем электронном микроскопе в режиме обратно-рассеянных электронов после испытания на обратную проницаемость при помощи нового бурового раствора, показывает, что твёрдая фаза бурового раствора (белые области) находится только на скважинном конце цилиндра керна. Признаки глубокого проникания бурового раствора в керн отсутствуют. Остатки плотной фильтрационной корки выглядят как светлые пятна в верхней части снимка.

Проба	Пиролиз и ТОС	Экстракция и SARA	Сырая нефть до C ₂₀	Предельные C ₁₀₊	Биомаркеры	Диамондоиды	Ароматические вещества
Базовый раствор №1	Сильное	Сильное	Слабое	Слабое	Не испытывался	Слабое	Слабое
Базовый раствор №2	Сильное	Сильное	Сильное	Сильное	Не испытывался	Сильное	Слабое
Базовый раствор №3	Сильное	Сильное	Среднее	Среднее	Не испытывался	Слабое	Слабое
Базовый раствор №4	Сильное	Сильное	Среднее	Среднее	Не испытывался	Сильное	Слабое
Базовый раствор №5	Сильное	Сильное	Среднее	Среднее	Не испытывался	Сильное	Слабое
Новый раствор для ВДВТ	Слабое	Слабое	Не испытывался	Слабое	Не испытывался	Слабое	Среднее
Раствор для ВДВТ после использования в скважине	Среднее	Сильное	Не испытывался	Среднее	Среднее	Не испытывался	Слабое

Рис. 11. Оценка чувствительности раствора, выполненная компанией Statoil. — Таблица предшествующего бурению анализа, проведённого специалистами Statoil, показывает чувствительность результатов геохимического анализа к пяти основным буровым растворам и новому раствору для ВДВТ. Все растворы имели углеводородную основу. Образец свежеприготовленного нового раствора для ВДВТ оказал слабое влияние на результаты четырёх из семи анализов, тогда как образец использованного

в скважине раствора для ВДВТ показал более существенное влияние на результаты анализов по сравнению с новым раствором. Возможно, образец использованного раствора был загрязнен другим буровым раствором, использовавшимся при проходке верхнего интервала. Однако после смешивания нового бурового раствора с использованным влияние на результаты анализов снизилось по сравнению с остальными пятью растворами на углеводородной основе.

Выполненный компанией Statoil, предшествующий бурению анализ шести базовых углеводородных жидкостей и растворов показал слабое влияние нового раствора на результаты геохимического анализа и его пригодность для проведения большинства анализов (рис. 11). Газохроматографическое исследование сырой нефти, проведённое на новом буровом растворе, показало относительно низкую концентрацию углеводородов ряда C₁₀ — C₁₄ при низкой концентрации биомаркеров и ароматических углеводородов. Эмульгаторы, регуляторы поглощения и загустители могли оказать влияние на точность результатов геохимических анализов.

Компания Statoil провела исследование неиспользованного раствора для забуливания, использованного бурового раствора, шлама и

пластовых жидкостей. Результаты показали, что свежий, неиспользованный буровой раствор оказал слабое влияние на результаты всех анализов, хотя специалисты предполагали возможное влияние диамондоидов и ароматических биомаркеров на пробы и, в свою очередь, на интерпретацию геохимических данных. Использованный раствор из поисково-разведочной скважины имел повышенную концентрацию предельных углеводородов, биомаркеров и *n*-алканов C₁₅₊. Однако эти компоненты, известные своим влиянием на результаты геохимических анализов, вероятнее всего были привнесены из бурового раствора, использовавшегося при проходке верхнего участка ствола диаметром 17½ дюйма.²⁵ Новый буровой раствор не оказал влияния на пластовую жидкость, но мог незначительно повлиять

на шлам, оставив слабые признаки нефти. Кроме того, раствор мог повлиять на интерпретацию данных газовой хроматографии в части содержания *n*-алканов и биомаркеров (терпанов и стеранов) в случае низкой концентрации биомаркеров.

Промысловые испытания подтвердили наличие хорошей гидродинамической связи между пластом и каротажными инструментами. Для отбора проб пластовой жидкости и измерения давления в участке ствола диаметром 12¼ дюйма проведено исследование модульным динамическим пластоиспытателем MDT. Удалось снизить давление закачки, необходимое для применения нового бурового раствора, по сравнению с давлением закачки, которое было необходимо для предыдущего бурового раствора на парафиновом основании.

22. Подробнее о результатах испытаний см.: Viste P, Watson RB and Nelson AC: "The Influence of Wettability on Return Permeability," paper SPE 165160, presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, Noordwijk, The Netherlands, June 5–7, 2013.

23. Допустимый объём фильтрата бурового раствора зависит от технических условий заказчика. Обычно допустимый объём фильтрата составляет 10 мл (0,6 дюйм³) и менее. Толщина фильтратной корки должна составлять менее 1 см (0,4 дюйм).

24. Byrne M and Patey I: "Formation Damage Laboratory Testing—A Discussion of Key Parameters, Pitfalls and Potential," paper SPE 82250, presented at the SPE European Formation Damage Conference, The Hague, The Netherlands, May 13–14, 2003.

25. Буровые растворы могут поглощать растворы и твёрдые частицы из верхних интервалов, пройденных с использованием других буровых растворов. Это может повлиять на характеристики растворов, используемых при проходке более глубоких интервалов.

Моделирование и расчеты эквивалентной плотности циркуляции (ЭПЦ): испытание перед бурением

Параметры	Новый буровой раствор для ВДВТ, промысловая проба	Обычный буровой раствор, промысловая проба
Плотность на поверхности, измеренная при 50°C, кг/м³	1690	1690
Скорость закачки, л/мин	2000	2000
Скорость проходки, м/час	15	15
Скорость вращения буровой колонны, об./мин	160	160
Удельный вес бурового раствора в скважине (ЭПЦ), кг/м³	1681	1682
Давление закачки, бар (МПа)	269 (26,9)	319 (31,9)
ЭПЦ на глубине башмака, кг/м³	1755	1786
ЭПЦ на проектной глубине, кг/м³	1762	1795

Рис. 12. Входные параметры модели (зеленые строки) и расчетные результаты (светло-коричневые строки) для нового бурового раствора для ВДВТ и для традиционных буровых растворов. —

Моделирование производили до забуривания скважины в рамках работ по планированию и разработке требований к новому буровому раствору. В соответствии с результатами моделирования, новый раствор требовал меньшего давления закачки и вносил меньший вклад в эквивалентную плотность циркуляции (ЭПЦ) по сравнению с традиционными буровыми растворами. Меньший вклад нового бурового раствора в ЭПЦ был подтвержден в ходе замеров эквивалентной статической плотности во время бурения. Термин «эквивалентная статическая плотность» (ЭСП) соответствует фактическому удельному весу бурового раствора в используемой промысловой жидкости. Она изменяется в зависимости от температурного профиля скважин, но для простоты можно считать, что ЭСП равна наименьшему среднему удельному весу бурового раствора, который находится в скважине при проведении работ. ЭПЦ является суммой ЭСП и потерь на трение в затрубном пространстве, вызванном движением бурового раствора.

Новый буровой раствор имел меньшую эквивалентную плотность циркуляции на проектной глубине (рис. 12).

Новый буровой раствор для ВДВТ имел необходимую вязкость, обладал пониженной величиной поглощения в условиях ВДВТ и был устойчив к оседанию барита (рис. 13). Оседание барита через 1 и 5 дней составило 10 кг/м³

(0,08 фунт массы на галлон США) и 60 кг/м³ (0,5 фунт массы на галлон США) соответственно и находилось в пределах заявленных в технических условиях требований по оседанию барита: менее 150 кг/м³ (1,2 фунта массы на галлон США). Величина поглощения в условиях ВДВТ составила менее 2 мл (0,1 дюйм³). Измеренная вязкость была относительно низ-

кой, что позволило бы, при необходимости, увеличить её для предотвращения оседания барита и контроля поглощения. Изменение вязкости со временем было незначительным, что свидетельствовало об устойчивости характеристик нового бурового раствора. Специалисты Statoil отметили высокую стабильность нового бурового раствора во время длительных статических периодов, например, при отсоединении райзера и проведении каротажа приборами, спускаемыми на кабеле. Новый буровой раствор был сравним с аналогичными растворами для ВДВТ с низкой ЭПЦ по таким параметрам, как вклад бурового раствора в ЭПЦ, качество очистки и влияние на результаты каротажа.

Устойчивость бурового раствора была изменена количественно в ходе лабораторных исследований и подтверждена промысловыми испытаниями (рис. 14). Новый буровой раствор для ВДВТ использовали для проходки участка ствола диаметром 12¼ дюйма до глубины 1320 м (4330 футов) и участка ствола диаметром 8½ дюйма до глубины 624 м (2047 футов) скважины площади Крукс. Реологические параметры находились в пределах технических условий в течение всего времени выполнения работ. Отклонение от этих требований не превышало 10%. В процессе бурения скважины всё же наблюдались поглощения бурового раствора, однако специалисты объяснили при-

Реологические параметры, измеренные в процессе бурения

Параметр	Технические условия, фунт силы на 100 фут²	Среднее значение на участке диаметром 12¼ дюйма, фунт силы на 100 фут²	Среднее значение на участке диаметром 8½ дюйма, фунт силы на 100 фут²
Показания вискозиметра «Fann 35» при 600 об./мин	Как можно меньше	47 ± 4,1	63 ± 3,7
Показания вискозиметра «Fann 35» при 100 об./мин	До 24	19 ± 2,5	20 ± 1,7
Показания вискозиметра «Fann 35» при 3 об./мин	От 5 до 10	8 ± 1,5	7 ± 1,1

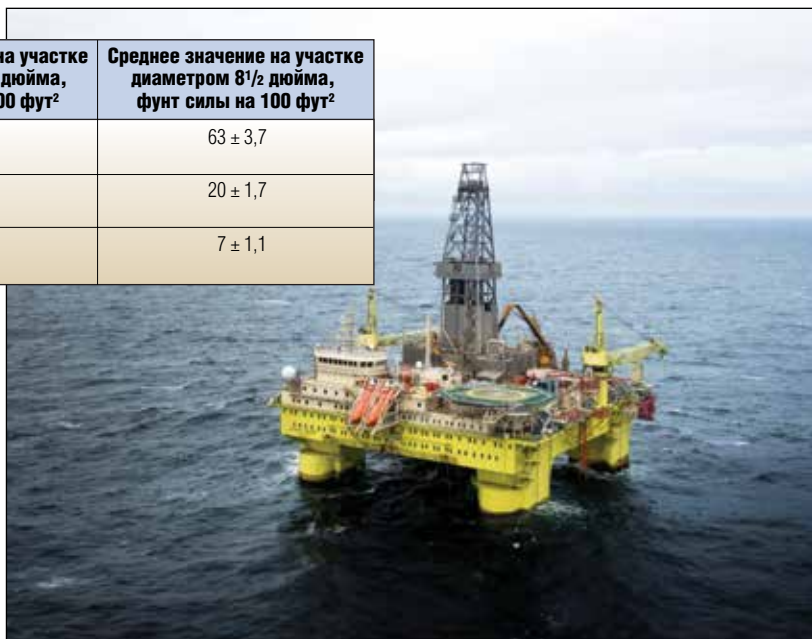


Рис. 13. Формула и усредненные характеристики бурового раствора для ВДВТ. — Буровой раствор для ВДВТ имеет плотность 1750 кг/м³ и отношение воды к нефти 80 : 20. Все параметры раствора, измеренные в лаборатории, соответствовали техническим условиям компании Statoil. Эти результаты послужили основой для подготовки технических условий на буровые растворы, которые будут использоваться при бурении морских скважин.

Представленные результаты являются средними величинами. Результаты измерений устойчивости к оседанию барита представлены в виде разности удельных весов раствора. Измерения производили через 16 часов, 3 и 5 суток статического старения при температуре 150°C.

Формула и усредненные характеристики бурового раствора для ВДВТ

Материал	Массовая концентрация, кг/м³
Основа бурового раствора	402
Эмульгатор	23
Органофильная глина	12
Известь	23
Регуляторы поглощения	25
Порошок хлорида кальция	26
Пресная вода	137
Утяжелитель (барит)	1102
Всего	1750

Параметр	Значение
Удельный вес раствора, кг/м³ (фунт массы на галлон США)	1750 (14,6)
Показания вискозиметра «Fann 35» при 600 об./мин, фунт силы на 100 фут²	67
Показания вискозиметра «Fann 35» при 100 об./мин, фунт силы на 100 фут²	20
Показания вискозиметра «Fann 35» при 3 об./мин, фунт силы на 100 фут²	6
Прочность геля через 10 с, Па	7
Прочность геля через 10 мин, Па	8
Пластическая вязкость, мПа·с	27
Динамическое напряжение сдвига, Па	8
Поглощение при ВДВТ, мл (дюйм³)	1,8 (0,11)
Устойчивость к оседанию барита через 16 часов	10
Устойчивость к оседанию барита через 3 суток	60
Устойчивость к оседанию барита через 5 суток	60
Показания вискозиметра «Fann 35» при 600 об./мин через 3 и 5 суток статического старения, фунт силы на 100 фут²	65 и 85
Показания вискозиметра «Fann 35» при 100 об./мин через 3 и 5 суток статического старения, фунт силы на 100 фут²	18 и 26
Показания вискозиметра «Fann 35» при 3 об./мин через 3 и 5 суток статического старения, фунт силы на 100 фут²	6 и 9

Рис. 14. Технические условия и результаты измерений реологических параметров бурового раствора при проходке участков ствола диаметром 12¼ и 8½ дюйма. — Реологические параметры бурового раствора измеряли непрерывно в процессе бурения на море. Все показания вискозиметра «Fann 35» находились в пределах технических условий на всем протяжении работ. Промысловые инженеры отметили устойчивость и простоту регулировки

параметров бурового раствора. Инженеры технической службы компании M-I SWACO оказывали техническое сопровождение морских буровых работ с целью обеспечения постоянного соответствия параметров раствора техническим условиям. (Фото предоставлено Оле Йорген Братландом, авторские права Statoil. Используется с разрешения владельца авторских прав.)

чину поглощений незначительными неопределённостями величин давления разрыва и порового давления, а не характеристиками самого раствора.

Инженеры технической службы компании M-I SWACO оказывали услуги по техническому сопровождению в течение всего времени выполнения работ для постоянного обеспечения высокого качества бурового раствора. В ходе промысловых испытаний каких-либо связанных с буровым раствором осложнений отмечено не было. Длительные статические испытания на оседание барита показали, что в среднем объём оседания составляет менее 30 кг/м³ (0,25 фунта массы на галлон США) как при проходке участка ствола диаметром 12¼ дюйма с температурой 120°C (250°F), так и при проходке участка ствола диаметром 8½ дюйма с температурой 150°C.

Результаты применения нового бурового раствора на скважине площади Крукс подтвердили его соответствие техническим условиям компании Statoil. Кроме того, новый буровой раствор не повлиял на точность оценки пласта, пластового флюида и измерений давления. Новый буровой раствор, применяемый при бурении аналогичных скважин в условиях высокого давления и температуры в различных регионах мира, соответствует техническим условиям и обеспечивает репрезентативность проб пластовых флюидов и пород.

— И. М. Ф.