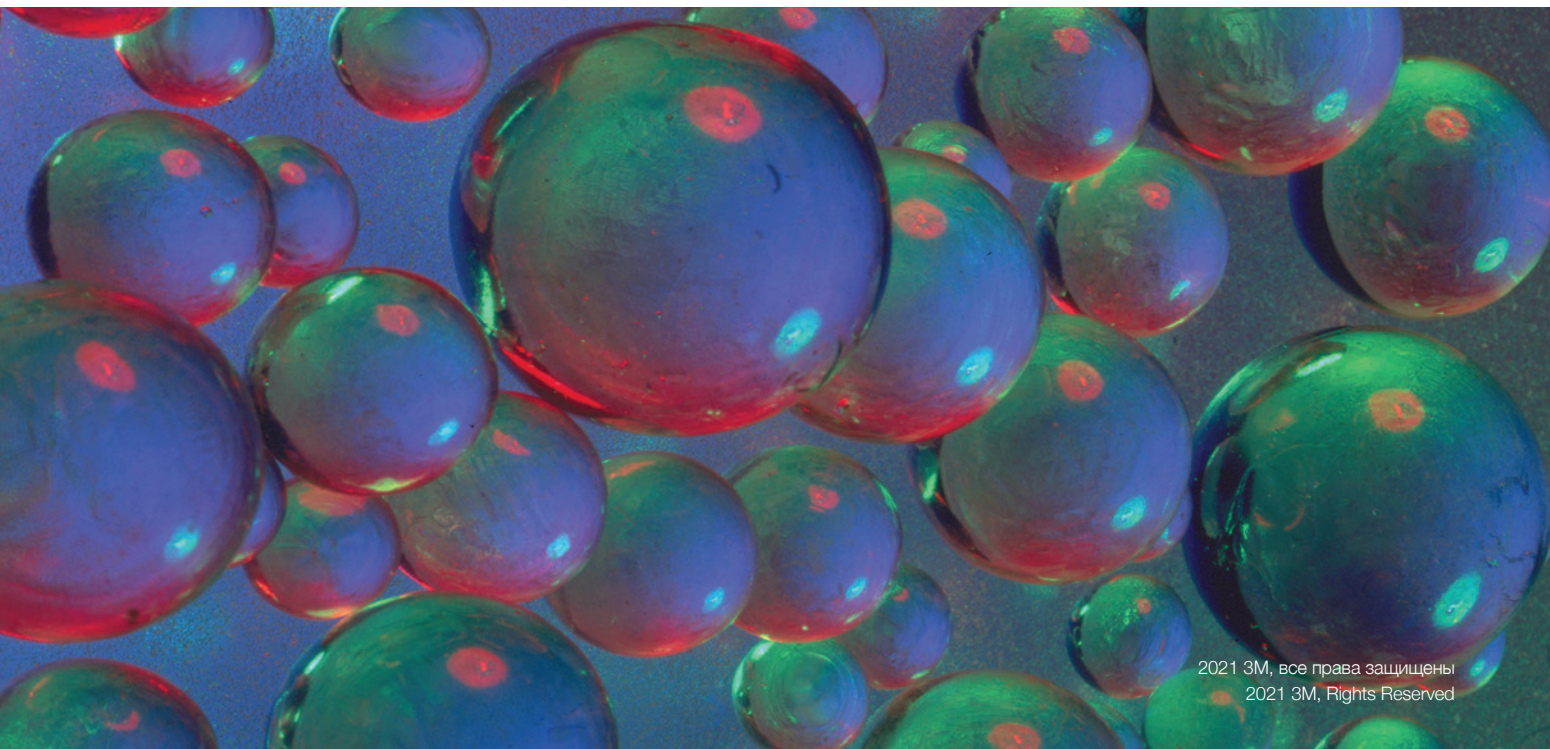




2021 3M, все права защищены
2021 3M, Rights Reserved

Мартин Райланс, THREE60 Energy Group

Martin Rylande, THREE60 Energy Group

Лошади и Зебры: Выбор подходящей технологии для нефтепромысла

Horses & Zebras: Right Sizing Technology for the Oilfield

Крупная программа по разработке нового нефтяного месторождения в Восточной Сибири, с планами бурения многоствольных/многозабойных скважин, была в самом разгаре, когда вдруг все отчетливее стала проявлять себя крайне сложная проблема водоотдачи в основном продуктивном пласте. Сочетание многочисленных забоев (более 10) и боковых стволов протяженностью более 6 000 метров в продуктивном пласте каждой скважины, когда, как по объему, так и по площади пласт бурится в более плотной/менее насыщенной породе, означает то, что водоотдача становится главной экономической проблемой. Традиционные методы решения этой проблемы были исчерпаны, что, в конечном счете, привело к необходимости использования многочисленных и объемных цементных пробок, сооруженных в пласте. Всякий, кто что-либо знает о нефтепромыслах, с готовностью подтвердит, что, когда вы начинаете закачку цементных пробок

A major new East Siberian oilfield development program with a multi-rig/multi-lateral drilling program was well underway, when an increasingly difficult fluid loss issue began to evolve within the principal pay-zone. The combination of multiple-rigs (> 10), with multi-laterals longer than 6,000m in the pay-zone in each well, with a large areal field and reservoir footprint was increasingly being drilled in tighter/poorer rock which meant that the fluid loss was becoming a major economic issue. The conventional approaches to solve the issue had been exhausted, which finally lead to the use of multiple and extensive cement-plugs being placed in the reservoir. Anyone who knows anything about the oilfield would readily admit that when you start pumping cement plugs as a fluid-loss additive within the pay-zone, that this cannot be a good solution or outcome.

The losses were resulting in millions of dollars of costs, related to Non-Productive Time (NPT), pill and mud-

в качестве регулятора водоотдачи в продуктивном пласте, это вряд ли, в конечном счете, окажется решением проблемы или выходом.

Потери вылились в миллионы долларов убытков, связанных с непроизводительным временем (НПВ), расходами на пакки раствора и сам раствор, в годовом выражении, по всему парку бурильных станков. Было сооружено до 20 цементных пробок, чтобы иметь возможность добурить до проектной глубины – этот подход оказался явно несостоятельным. К тому же, по мере того, как фонд скважин все более смещался в зону менее насыщенной породы, ухудшение коллекторских свойств пласта, вызываемое водоотдачей и предлагаемым решением проблемы с помощью цементных пробок, явилось чрезвычайно отрезвляющим обстоятельством. Последним гвоздем в крышку гроба этой идеи был факт того, что даже при таком экстремальном решении применения цементных пробок, фактическая проходка по пласту все более и более отставала от плановых показателей. С 2018-го, 2019-го и 2020-го года, проходка по пласту упала соответственно на 10000 м, 20000 м и 30000 м. Определенно, тренд, который вряд ли стоило продолжать. Равно как и отсутствие конечной продуктивности пласта, сокращение планового количества боковых стволов, создавало недренированные зоны основного месторождения, которые, в любом случае, невозможно будет повторно экономически эффективно разрабатывать в будущем.

costs, on an annual basis, across a number of rig-lines. Up to 20 cement plugs were being placed, to enable the wells to be drilled to the planned TD, this approach was simply not sustainable. Additionally, as the well stock was increasingly being placed in poorer quality rock, the formation damage resulting from the losses and the supposed cement plug solution was extremely impactful. The final nail in the coffin was the fact that even with this extreme solution of setting cement plugs, the planned reservoir metreage was progressively being underdelivered. From 2018, 2019 and 2020, the total reservoir metreage drilled dropped by 10,000m, 20,000m and 30,000m respectively; clearly a trend that could not continue. As well as the lack of the resulting productivity, the reduction in the planned multi-laterals, was creating undrained areas of the main field that would never be able to be effectively or economically re-developed in the future, in anyway.

Engineering Approach

As an engineering challenge, there are many different approaches to solve this problem, but to ensure that the most effective solution was applied, a return to basic well construction principles was required. This was key, because within engineering technical staff, there can be an inherent bias to want to work with interesting, technically advanced, challenging and complex solutions; regardless of their merit.

As the idiom states, “When you hear hoofbeats, think horses, not zebras” is most appropriate. This means that the mostly likely solution is the simplest one, not

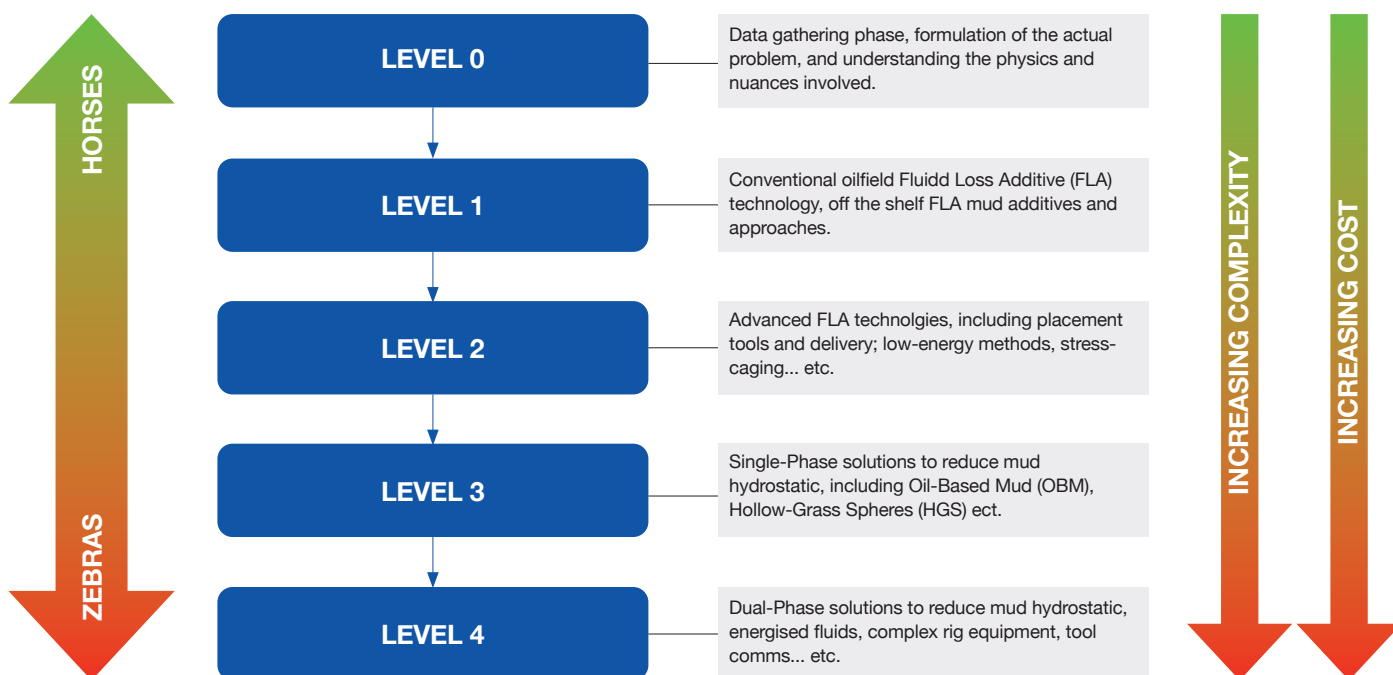


Fig. 1: Engineering progression from most simple to more complex



Рис. 1: Инженерные решения от наиболее простых до более сложных

Инженерный подход

С точки зрения инженерной задачи, существует множество различных подходов к решению этой проблемы, но чтобы быть уверенным, что выбрано самое эффективное решение, следовало обратиться к принципам построения скважин.

Это было ключевым моментом, поскольку среди инженерно-технического состава часто существует характерное предпочтение поработать с интересными, технически продвинутыми, вызывающе сложными решениями, вне зависимости от их реального достоинства.

Наиболее подходит для этого случая одна поговорка: «Когда вы слышите стук копыт, это скорее лошади, а не зебры». Это значит, что наиболее вероятным решением будет самое простое, не потому, что более простые решения всегда правильнее, а потому, что вы меньше выдумываете лишнего, предполагая лошадей, а не зебр. Как мы видим, наряду с тем, что были более дорогостоящие, сложные и, в самом деле, более рискованные решения, с точки зрения перспективы, последовательное рассмотрение решений от более простого к более сложному (см. Рис.1) позволило сделать прямой выбор наиболее эффективного решения, окупившегося во многих отношениях, которые до этого вряд ли можно было себе представить. Во многих случаях, существует искушение перескочить прямо с Уровня 0 на Уровень 4, как это было в одном из комментариев в данной статье.

because simpler explanations are more correct, but because you make fewer assumptions when looking for horses instead of zebras. As we saw, while there were more costly, complex and indeed riskier solutions from a safety perspective; a progression of consideration from the simplistic to the complex (See Fig. 1.) resulted in the direct selection of a much more effective solution that paid off in many more ways than had been originally imagined. In many cases, the temptation is to jump straight from Level 0 to Level 4, as was the case with the discussion in this article.

Data Gathering and Continuous Learning (Level 0)

The progression in drilling improvement had been underway since the original development drilling operations had begun in 2015, and in the initial stages (LEVEL 0), conventional oilfield drilling data gathering had been occurring (Aliyev et al., 2017). At this time, in the higher permeability Southern section of the field, where drilling was concentrated, the losses occurred but were more typically intermittent. Additionally, most of the drilling was simple horizontals with limited reservoir exposure (750 – 1,000 m per well). Even so, the nature of the losses had been well classified and as the multi-lateral program was initiated; further evidence was collected and presented which indicated that there were in fact measurable directional features within the reservoir which were associated with the losses (Rylance et al., 2018) and (Rylance et al., 2020). Furthermore, extensive evidence had been gathered that identified that a threshold loss initiation pressure existed at a certain



Schoeller-Bleckmann
Darron Russia



Циркуляционный переводник PBL® Автозатворная система обхода с многократной активацией в Российской Федерации

Ищете скважинный инструмент для циркуляции?

Ищете компанию, которая может предложить комплексное решение?

Ищете компанию, производящую ☒ необходимые вам изделия?

У компании Schoeller-Bleckmann Darron Russia есть все, что вам нужно.



- ✓ Многократная активация (максимальный показатель, зарегистрированный в Российской Федерации: 15 полных циклов с применением инструмента PBL® в многоствольной скважине).
- ✓ Активация сбросом шара или дрослика.
- ✓ Функционирование при высоком давлении / высокой температуре.
- ✓ Активация или деактивация под любым углом.
- ✓ Восстановление циркуляции при невозможности прокачки шара.

Свяжитесь с нами для получения более подробной информации:

ТЕЛ.: +7 912 423 80 55 / +7 982 160 36 97 ЭЛ.ПОЧТА: pbl@sbdr.ru

WWW.SBDR.RU

Сбор данных и постоянное изучение информации (Уровень 0)

Улучшения в процессе бурения были налицо со времени, когда операции эксплуатационного бурения стартовали в 2015 году, и на начальных этапах (УРОВЕНЬ 0), происходил традиционный сбор данных бурения на нефтепромысле (Алиев и др., 2017 г.). В это время, в более проницаемой южной зоне месторождения, которая в наибольшей степени тогда разбуривалась, случились явления водоотдачи, которые все же были периодическими. В дополнение, большую часть объектов бурения составляли горизонтальные скважины с ограниченным воздействием на пласт (750-1000 м на скважину). Несмотря на это, был хорошо определен характер водоотдачи, и когда началась программа бурения многоствольных скважин, были получены и представлены дополнительные свидетельства, подтвердившие, что в пласте были значительные аномалии направленного характера, связанные с водоотдачей (Райленс и др., 2018 г.) и (Райленс и др., 2020 г.). Кроме того, были собраны обширные данные, которые подтвердили, что порог давления начальной водоотдачи находился при определенных значениях эффективной (эквивалентной) плотности циркуляционного раствора (ЭПЦ), что казалось широко распространенным. По мере продвижения программы бурения, были собраны последовательные и совокупные данные, подтверждающие это, полученные как посредством операций бурения, так и в результате дополнительных измерений, таких как расширенные испытания пласта на гидроразрыв (XLOT), проводимых в пилотных скважинах с большим углом отклонения.

Традиционные подходы к проблеме водоотдачи (Уровень 1)

По мере продвижения программы бурения, проектная группа зарядила себя на успех, занявшись аспектами (УРОВЕНЬ 1) позволяющими анализировать, регулировать и измерять увеличивающиеся случаи потерь раствора во время операций бурения (Алиев и др., 2017 г.). Подготовка включала в себя обеспечение доступа к традиционному набору регуляторов водоотделения (FLA) в удаленном районе с сезонной логистикой, что усложняло управление материально-техническим снабжением. В дополнение, внесение регуляторов (в связи с водоотдачей, проявлявшейся лишь в отдельных местах) являлось ключевой проблемой, и совместимость данного подхода с оборудованием для направленного бурения не всегда была очевидной. Циркуляционные переводники широко распространены по всей России, но периодически используя их, получаем отдельный вопрос по надежности и воспроизводимости результата. В результате ряда испытаний, после успешных

Effective Circulating Density (ECD) which appeared to be ubiquitous. As the drilling program progressed, continuous and cumulative evidence was gathered for this, through the drilling operations themselves and additional potential measurements were collected, such as eXtended Leak-Off Testing (XLOT) in wells with high-angle pilot holes.

Conventional Fluid-Loss Approaches (Level 1)

As the drilling program progressed, the drilling engineering Team set themselves up for success, by managing (LEVEL 1) aspects, to be able to treat, manage and measure the increasing fluid-loss occurrences during drilling operations (Aliyev et al., 2017). This preparation included ensuring access to the conventional suite of Fluid Loss Additives (FLAs), in a remote region that has seasonal logistic supply chains which complicates material management. Additionally, solids placement (due to localised losses) was a key challenge and the compatibility of this approach with a directional drilling assembly is not always straightforward. Circulating subs are in widespread use across Russia, but cycling them, reliably and repeatability is a separate matter. After a number of trials, the SBD PBL sub tool was selected after a number of very successful deployments. The use of this tool became the norm, and this has become the backbone of the FLA placement approach. These methodologies for dealing with mud-losses proved more than sufficient for the Oil-Water Contact (OWC) region, while continuing to drill the relatively simplistic 750-1,250 m horizontal wells.

However, as the Development area moved from the OWC area to the Gas Oil Contact (GOC) area, in the Northern region, the well design and completion strategy was no longer sufficient. In the area below the gas-cap, there was a requirement for a very limited drawdown (10% of OWC area), in order to avoid gas-coning. In turn this meant that production delivery was unacceptable with a 750-1,250m horizontal. The new well design, between 7 and 15 open-hole multi-laterals, delivering between 6,000 – 12,000m of reservoir exposure allowed for this very low drawdown to provide acceptable production rates (Rylance et al., 2018). So, in field Development terms, the new well design had been found and the associated production rates were acceptable.

Clearly the new well trajectory design resulted in a significant uplift in the magnitude of reservoir metreage being drilled, indeed anywhere from 5 – 16 times more in any single well. Additionally, this well design has a much larger areal footprint, as the low draw-down demands a two-dimensional distribution within the reservoir. While this greatly assists production, any directional nature to losses will be exacerbated by this approach and the early evidence supported this inference. As the multi-lateral

МОБИЛЬНАЯ ТЕРМОДЕСОРБЦИОННАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ПОЛНОЙ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ ОТХОДОВ ШЛАМОВЫХ АМБАРОВ



PMI MobileTDU-1 Compact

Супер-компактная автономная установка на дизельной горелке. Оптимальное оборудование для операторов месторождений, сервисных компаний, буровых компаний при бурении разведочных скважин. Подходит для переработки грунтов, где произошли разливы топлива или нефти. Лучшее решение для организации безамбарного бурения отдалённого бурового станка.

ИСХОДНЫЙ МАТЕРИАЛ

**Буровой шлам (грунт)
с содержанием по весу:**

Углеводороды	5-15%
Вода	5-15%
Твёрдая фаза	70-90%

РЕЗУЛЬТАТ РАБОТЫ

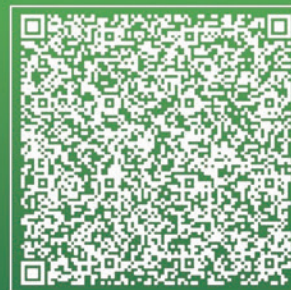
- 1 Техническая вода
- 2 Восстановленное топливо
- 3 Восстановленная нефть
- 4 Исходный материал
- 5 Очищенный грунт



MobileTDU
Mobile Thermal Desorption Unit

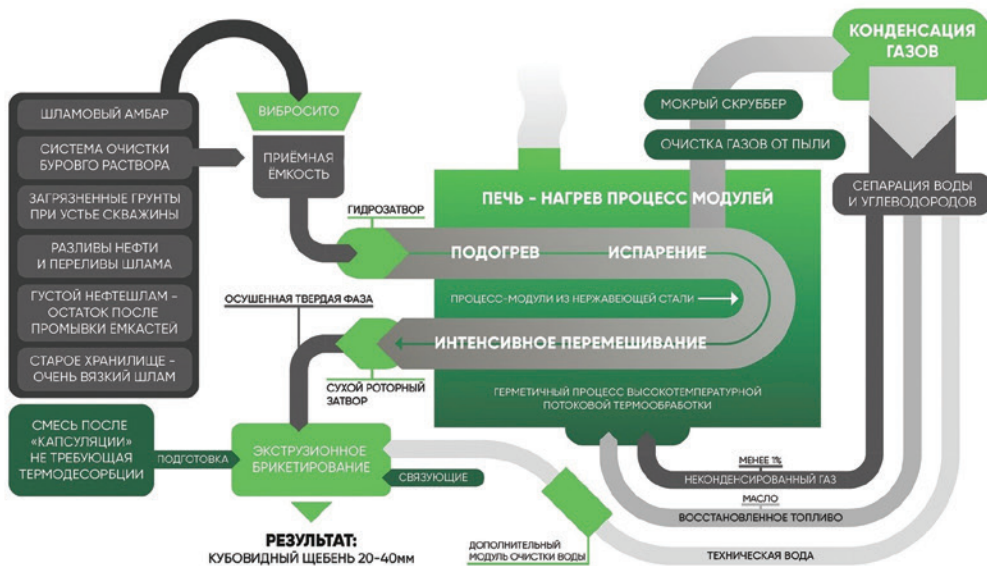
+7 495 649 63 02

tdu@pmi-systems.ru



WWW.PMI-S.COM

**Будем рады ответить
на Ваши вопросы!**



MobileTDU-5 Induction



MobileTDU-0,5 Induction



MobileTDU-3 Universal



MobileTDU-3



- Многоярусная конструкция процесс модуля с 4-6 камерами десорбера
- Масло (восстановленные углеводороды) может возвращаться в буровой процесс
- Горелка может работать на восстановленных нефтепродуктах
- Система загрузки для сухих сыпучих, жидких и вязких шламов
- Эффективное распределение тепла от одной горелки
- Отсутствие налипания шлама на стенки камер-десорберов

- Патентованный лопаточно-скребковый шнековый транспортер
- Газовая линия двойной очистки с мокрым скруббером оригинальной конструкции
- Удобная система управления АСУТП, полный удалённый контроль всех параметров
- Система выгрузки с ворошителем, препятствующим спеканию твёрдой фазы
- Увлажнение очищенной твёрдой фазы для предотвращения пыления
- Система брикетирования позволяет получать дорожный материал - щебень

операций, был выбран циркуляционный переводник SBD PBL. Использование данного инструмента вошло в норму, и это стало основой всего подхода с использованием регуляторов водоотдачи. Данные методики борьбы с потерями раствора оказались более чем достаточными для зоны водонефтяного контакта (ВНК), пока бурились упрощенные горизонтальные скважины протяженностью от 750 до 1250 метров.

Однако, когда район освоения переместился с зоны ВНК к зоне газонефтяного контакта (ГНК), в северной области, стратегия проектирования и заканчивания скважин уже не была достаточной. В зоне ниже газовой шапки была необходимость в очень ограниченной депрессии (10% от зоны ВНК), чтобы избежать прорыва газа в скважину. В свою очередь, это означало, что добыча с 750-1250-метровых горизонтальных скважин была неприемлема. Новая конструкция, с количеством от 7 до 15 необсаженных многоствольных скважин, обеспечивающих от 6000 до 12000 метров контакта с пластом, дала возможность осуществить такую небольшую депрессию, обеспечивая допустимый рабочий дебит (Райленс и др., 2018 г.). Так что, говоря языком разработчика месторождения, удалось найти новую конструкцию скважины и сохранить связанный с ней рабочий дебит в допустимых пределах.

Очевидно, новая конструкция траектории отразилась на значительном подъеме параметров проходки разбуриваемого пласта; на самом деле, от 5 до 16 раз по каждой отдельной скважине. Вдобавок, данная конструкция скважины имеет значительно больший охват по площади пласта, поскольку низкая депрессия требует двухмерного распределения внутри пласта. Несмотря на то, что это очень способствует добыче, любой направленный характер потерь будет усугубляться при данном подходе, и данное заключение вскоре было подкреплено данными. По мере развития программы многоствольного бурения, кажется, появились сильные линейные структуры, имеющие отношения к потерям раствора (Райленс и др., 2018 г.). Такие крупные потери раствора часто можно было наблюдать в каждом последующем ответвлении, и на той же стороне центрального ствола; потери также были часто связаны с падением долот, что может говорить о «структурной аномалии» или о каком-то «явлении» в пласте. Как если бы этого было недостаточно, геологические данные также свидетельствуют о том, что проходка в северном секторе более насыщена разломами, более сложная тектонически, и менее сплошная, потенциально способная преподносить проблемы. Единственным

program evolved, there appeared to be strong linear features associated with the fluid losses that were being encountered (Rylance et al., 2018). These major fluid losses could often be seen in each subsequent lateral and on the same side of the mother-bore; the losses were also often associated with a bit-drop that would be indicative of a 'feature' or an in reservoir 'event'. As if that was not enough, geological evidence also demonstrates that the Northern acreage is more faulted, more tectonically complex and less continuous; bringing additional potential for issues to arise. The only 'silver-lining' was that the threshold initiation ECD pressure that had previously been identified, ca. 1.17 SG, appeared to be equally applicable even in these more complex areas.

Advanced Fluid Loss Technologies (Level 2)

Given these additional complexities, with increased frequency and severity, and also a clear association with certain areas and pads; preventing mud-losses became a more urgent priority. The Team placed an emphasis on ensuring that mud losses were tracked, recorded and categorised with as much detail as possible, including the solutions being applied. This approach then allowed for an emerging suite of categories to be applied (on a well pad basis), see Fig 2., Low, Moderate and Critical. This range allowed for the Team to focus on the locations with the major losses, while progressing with the Development drilling program. This (LEVEL 2) approach, focussed efforts and allowed a new dimension to be added with more exotic materials and approaches. These approaches included considering the use of a potential stress-cage approaches (Alberty and McLean, 2001), as a solution. Such an approach was selected as the nature of the features suggested a re-opening of natural fractures; while not in itself successful as an approach, the data that was gathered suggested an encouraging relationship between the particle-size range which was recorded for future consideration.

During this time period a range of additional and more exotic FLA materials were brought forward for trial; but they were not measurably successful in preventing fluid losses. Given the clear emerging relationship with the ECD, an effort began to look at reducing the ECD through a low-energy drilling approach. This would consist of minimising the pressure losses at each and every stage of the drilling process. Such efforts would include, reducing the pump rate, increasing bit size and examining pressure losses at every location within the system. Indeed, this low-energy drilling approach brought some much-needed relief for a few months as the program progressed. However, at the same time, the production plant was fully commissioned (at 100,000 bopd), but the gas-compression system had not and so the reservoir offtake was at a peak but the reinjection system was not yet optimised. This meant that the

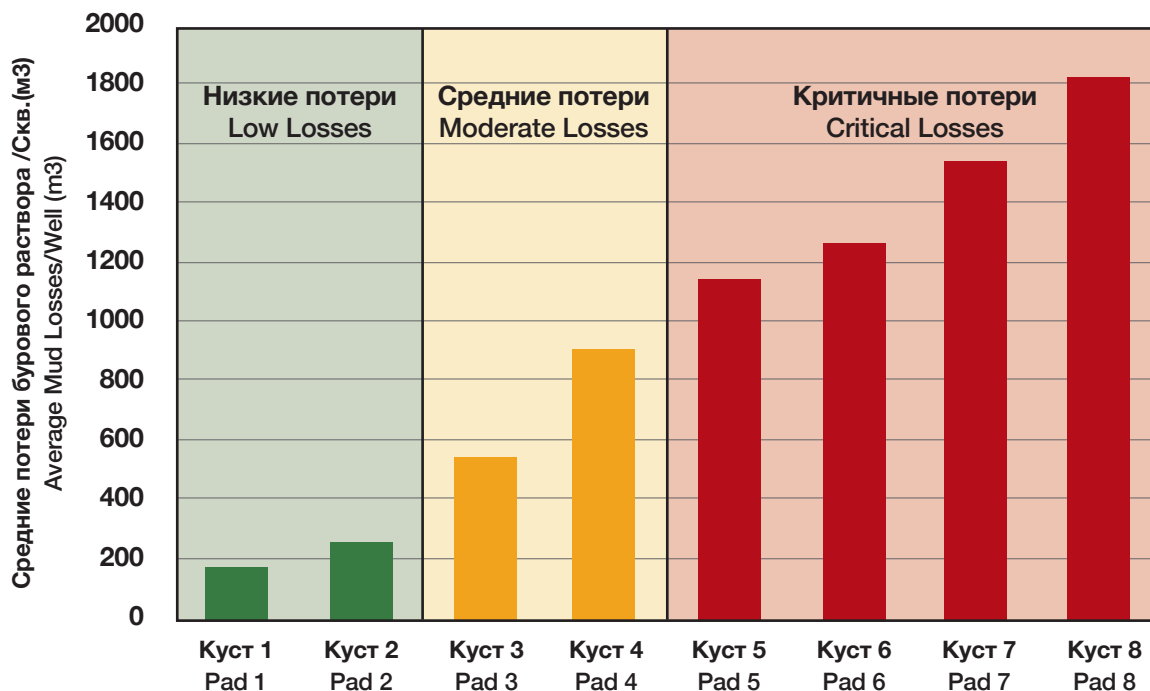


Рис. 2: Классификация потерь в скважинах, Низкий уровень, Средний уровень, Критический уровень.

Fig. 2: Classification of Well Losses, Low, Moderate and Critical.

«лучом света» здесь было то, что порог давления страгивания эффективной (эквивалентной) плотности циркуляционного раствора, который ранее был определен как приблизительно 1,17 г/см³, оказался применимым даже в данных сложных условиях.

Продвинутые технологии борьбы с водоотдачей (Уровень 2)

С учетом данных дополнительных сложностей, проявлявшихся с растущей частотой и интенсивностью, а также связанных с определенными зонами и кустами, предотвращение потерь бурового раствора стало наиболее важным приоритетом. Группа обратила особое внимание на обеспечение возможности отслеживать потери бурового раствора, записывать и классифицировать их с максимальной детализацией, включая состав растворов, которые применялись. Такой подход затем обеспечил применение набора категорий (по каждому кусту), см. Рис.2, Низкий, Средний и Критический. Этот диапазон позволил группе сконцентрироваться на точках крупных потерь, продолжая работу по программе эксплуатационного бурения. Такой подход (УРОВЕНЬ 2) сконцентрировал усилия и позволил расширить это новое направление работы применением более экзотических материалов и методик (Алберти и Маклин, 2001 г.), в качестве решения. Такой подход был выбран, поскольку характер аномалий говорил о возможности повторного вскрытия природных трещин; и хотя подход был не самым идеальным, собранные данные свидетельствовали об обнадеживающей связи

reservoir pressure was continuing to fall, particularly under the gas-cap where no injection was taking place, and with the reservoir pressure falling so to was the associated fracture gradient. Therefore, while helpful, a low-energy drilling approach would only potentially provide a very short-lived respite as the situation continuously deteriorated.

Reduced Hydrostatic Head (Level 3)

The next level of consideration was using a reduced hydrostatic-head (LEVEL 3), but with a single phase, this single-phase is a key aspect as more involved energised fluids (as we shall see), bring an entirely new level of complexity. The existing drilling fluid was a Water Based Mud (WBM), a drilling system which had been optimised over several years. However, consideration was now being given to using alternative mud systems. In fact, while the low-energy drilling approach had been underway, a project had been in implementation to drill a well with an Oil-Based Mud (OBM), using a diesel-formulated base fluid that would potentially reduce the ECD to within an acceptable operating range. In fact, an invert emulsion OBM system was trialled (at great expense), and the unfortunate reality of this system was that an increased associated frictional loss meant that the ECD was not that much more of an improvement over the WBM system. In fact, this low achievement in the ECD reduction is not unusual moving from WBM to OBM; on occasion it can be sufficient but in this case it was not. Considering the additional costs of the OBM preparation; meant that such an approach would in

между диапазоном размера частиц, что было занесено для рассмотрения в будущем.

За это время был представлен для испытания ряд дополнительных и более экзотических материалов регулирования водоотдачи, но они не были ощутимо успешными в предотвращении потерь раствора. В связи со все более очевидной связью проблемы с ЭПЦ, стали искать возможности сокращения значений ЭПЦ через подход низкоэнергетического бурения. Подход состоит в минимизации потерь давления на каждом конкретном этапе процесса бурения. Такие возможности включают в себя снижение скорости закачки, увеличение размера долот, и анализ случаев падения давления на каждом участке системы. Действительно, такой низкоэнергетический подход к бурению принес некоторое весьма желаемое облегчение на несколько месяцев, пока программа реализовывалась. Однако, в то же время, производственные мощности были полностью

введены в эксплуатацию (в объеме 100 000 барр./сут.), в отличие от газокompрессорной системы, так что отбор из пласта был на максимуме, а система повторной закачки еще не была оптимизирована. Это означало, что пластовое давление продолжало падать, особенно ниже газовой шапки, где не было закачки, а с таким падением давления в пласте, соответственно падал и градиент давления гидроразрыва. Поэтому,

несмотря на свою полезность, низкоэнергетический подход к бурению потенциально гарантировал лишь очень кратковременное облегчение проблемы, в то время, как общая ситуация продолжала ухудшаться.

Снижение гидростатического давления (Уровень 3)

Следующим уровнем рассмотрения было использование пониженного гидростатического давления (УРОВЕНЬ 3), но в одной фазе – однофазность здесь ключевой аспект, т.к. чем больше азрированных жидкостей мы используем (как мы увидим далее), тем больший, совершенно новый, уровень сложности мы получаем. Имеющаяся жидкость бурения представляла собой раствор на водной основе, система бурения, которая оптимизировалась в течение нескольких лет. Однако,

fact be uneconomic as an ECD solution. Such costs and complexities are exacerbated even more so when one considers the long-term liability, management and disposal of drilling waste that is directly associated with OBM mud and drill cuttings.

Hollow Glass Spheres (Level 3)

At this stage, it very much looked as though the initial popular but complicated and expensive consideration of using an energised fluid would be the only option left; however considerate engineering was not yet finished. While it looked as though directly replacing the liquid phase of the drilling mud would not in itself be a successful approach, there was always the option of replacing part of the mud phase (See Fig. 1). This option, to replace part of the mud phase, is not as well reported nor indeed applied; but is potentially just as equally capable of achieving the desired result. This approach if applied utilises a well developed oilfield product that is more commonly referred to as Hollow Glass Spheres (HGS), (see Fig 3.).

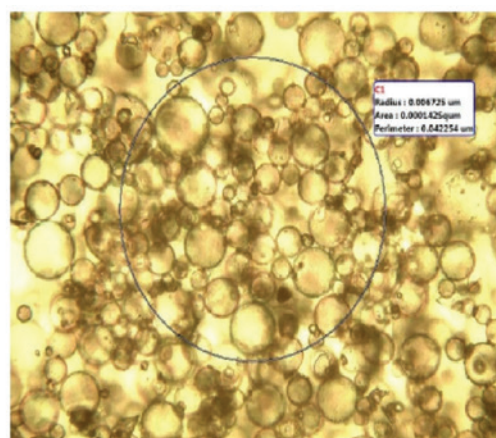
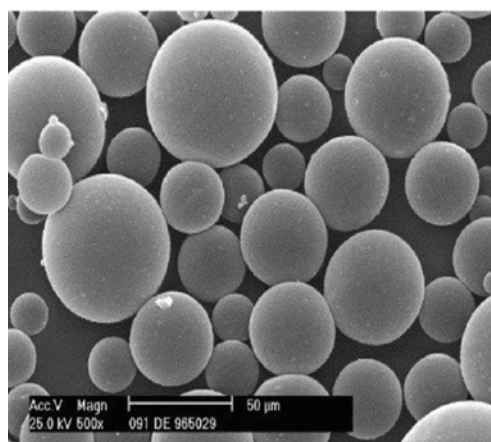


Рис. 3: Свежие и использованные PCM крупным планом.

Fig. 3: Magnified View of Fresh and Used HGS.

HGS has been around for a while (Block et al., 1991), and are often used as an additive with cementing operations to reduce the ECD in order to avoid fracturing during cementing operations (Arco et al., 2000). In the same way as with cement, they can be used as a simple additive in the drilling mud, displacing other solids agents (and liquid phases), as they are lighter than hydrostatic (they float in water) by design. The result is an overall reduction in the drilling mud SG, which as a result can be as low as 0.70 SG, depending upon the HGS type and the solids-fraction that is utilised.

To consider this as a potential option, a feasibility study was performed and a manufacturer of HGS identified and contracted as a reliable source for the HGS material selected. This feasibility study has largely been reported in the recent paper (Rylance et al., 2021) at the OTC, and will also be updated further at the planned SPE RPTC

теперь рассматривалась возможность применения альтернативных растворных систем. Фактически, пока реализовывался низкоэнергетический подход к бурению, разрабатывался проект бурения скважин раствором на нефтяной основе, с применением жидкости, изготовленной на основе дизельного топлива, которая потенциально способна снизить ЭПЦ в пределах приемлемого рабочего диапазона. Фактически, была опробована обратно-эмульсионная система на нефтяной основе (с большими затратами), и неприглядная правда этой системы была в том, что возросшие, связанные с этим, потери на трение означали что ЭПЦ было не намного лучше, чем в системах на основе водного раствора. Вообще, такое слабое снижение ЭПЦ не редкость, когда переходишь от систем на водной основе к системам на нефтяной основе; иногда, этого бывает достаточно, но в данном случае нет. Что касается дополнительных затрат на подготовку системы на нефтяной основе, такой подход будет фактически неэкономичным в качестве решения по ЭПЦ. Такие затраты и сложности еще более усугубляются, если мы принимаем во внимание долгосрочность актива, обработку и утилизацию отходов бурения, непосредственно образующихся из раствора на нефтяной основе и бурового шлама.

Полые стеклянные микросферы (Уровень 3)

На данном этапе казалось, что изначально популярное, но сложное и дорогостоящее решение использования аэрированной жидкости является единственным оставшимся вариантом; однако, еще не были исчерпаны все возможности обстоятельного инжиниринга. В то время, как казалось, что прямое замещение жидкой фазы бурового раствора не будет само по себе удачным решением, всегда оставалась возможность замещения части фазы раствора (см. Рис.1). Такой вариант замены части фазы раствора нигде не описывался и не применялся; но потенциально способен принести желаемый результат. Этот подход, если его применить, использует хорошо разработанный продукт нефтепромыслов, который более известен как полые стеклянные микросферы (ПСМ) (см. Рис. 3.).

ПСМ в применении уже давно (Блок и др., 1991 г.), и часто используются в качестве добавки в операциях цементирования с целью снижения ЭПЦ, чтобы избежать трения во время цементирования (Арко и др., 2000 г.). Равным образом, как и в операциях цементирования, они могут использоваться в качестве простой добавки в буровой раствор, замещая другие твердые вещества (и жидкие фазы), поскольку они легче гидростатических (держатся на плаву в воде) по определению. В результате получается общее снижение удельной плотности

in October (Sherishorin et al., 2021). A conservative approach was taken to the HGS material selection for the Pilot program to be sure that there would be no adverse issues, with a crush strength of 10,000 psi being selected. Post the successful pilot this is now under review with a 7,500 psi material being the new choice. This reduction in crush strength will dramatically reduce the costs of the material as well as significantly reduce the SG while reducing the % vol fraction of the solids added. As at the lower crush strength, HGS typically has a lower SG.

For the HGS Pilot drilling program, sufficient HGS material was mobilised for a three well trial, including both multi-lateral and horizontal wells. At the same time sufficient hand carried HGS sample material was made available for both laboratory and mechanical testing; and representative examples of our WBM mud were prepared and made available for testing as well. The testing went well, and it was determined that HGS could be added to our conventional WBM, displacing the liquid phase and resulting in a significant reduction in the SG. In fact, the addition of the HGS was able to reduce the SG of the WBM such that a static 0.88 SG could be achieved which would deliver an ECD of 1.01 SG which would be well below the threshold losses initiation value of 1.17 SG.

Hollow Glass Sphere Pilot Programme

The three well pilot, Well A, Well B and Well C, was a complete technical success. In the case of all three wells, when drilling with HGS no mud-losses occurred on these Pads where losses had been experienced and wells curtailed early in all previous drilling attempts. Operationally things went well, though the standard centrifuge(s) failed to efficiently separate the cuttings and HGS material in the used mud.

This minor setback will be addressed during the full-field deployment when the mud management will be centralised, and a specialised centrifuge will enable better mud processing (thereby recovering the HGS for eventual reissue and reuse). This centralised mud approach is much more efficient as well, because as we can see from Fig 2. that only some Pads require this technically advanced approach.

On one of the Pilot wells, due to the poor centrifugal equipment performance, the Team allowed the well to drill on while loading the mud with drill cuttings. On this well the ECD was allowed to increase from below the original threshold to a level as high as 1.32 SG without the onset of mud-losses. When the well was swapped to a lower SG, HGS free mud, mud-losses began immediately; returning to a HGS fluid the mud-losses immediately stopped again. This is clear evidence of the

бурового раствора, которая в результате достигает значения 0,70 г/см³, в зависимости от типа ПСМ и тяжелой фракции твердой фазы, которая здесь используется.

Для рассмотрения этого варианта в качестве потенциальной возможности было проведено технико-экономическое обоснование; был найден производитель ПСМ, с которым, как с надежным подрядчиком, был заключен контракт на поставку конкретного материала ПСМ. Данное технико-экономическое обоснование широко освещалось в недавней работе (Райланс и др., 2021 г.) на ОТС, и в дальнейшем будет дополнено материалом на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, запланированной на октябрь 2021 г. (Шеришорин и др., 2021 г.). Для Пилотной программы при отборе материала ПСМ применялся консервативный подход, чтобы избежать лишних и ненужных проблем; устойчивость к дроблению была выбрана на уровне 10 000 фунт./кв.дюйм (psi). После успешного «пилотирования» рассматривается возможность использования материала на 7500 фунт./кв.дюйм (psi). Снижение параметра устойчивости к дроблению позволит значительно сократить стоимость материала, а также существенно снизить удельную плотность состава посредством снижения процентного содержания объемной доли добавляемой твердой фазы. Поскольку при более низких значениях устойчивости к дроблению ПСМ обычно имеет более низкий удельный вес.

Для Пилотной программы бурения с ПСМ было задействовано достаточное количество материала ПСМ для испытания на трех скважинах, включая как многоствольные, так и горизонтальные скважины. В то же время, вручную было подготовлено достаточное количество образцов материала ПСМ как для лаборатории, так и для механических испытаний; а также были подготовлены типовые образцы нашего раствора на водной основе, предоставленные для тестирования. Тестирование прошло успешно, и было установлено, что тяжелую фракцию твердой фазы можно добавить в наш традиционный раствор на водной основе, заменяя жидкую фазу и значительно снижая удельную плотность. По сути, добавление тяжелой фракции твердой фазы способствовало сокращению удельной плотности раствора на водной основе, так что можно было получить статическую удельную плотность 0,88 г/см³, что, в свою очередь, обеспечивало значение ЭПЦ в 1,01 г/см³, намного ниже порогового значения начала водоотдачи, которое составляло 1,17 г/см³.

stress-cage effect that we had tried to achieve within the LEVEL 2 engineering assessment; something which will now be built into the forward programme.

Forward Planning and Scale-Up

With a successful Pilot having been performed, the next stage of the engineering planning is now being put into effect, with full-scale deployment taking place at the earliest opportunity. The cost effectiveness of the use of HGS, versus the extensive and increasing mud-losses, NPT and under-drilling effect were self-evident and demonstrable in terms of the Net Present Value (NPV). As the next phase will be focused, materially optimised and material reused, the cost/value relationship is expected to continue to dramatically improve from its already currently favourable position.

Complex Alternatives

If at the beginning of this journey the Engineering Team had followed the more popular route and been thinking 'zebras' instead of 'horses', then they would have embarked on an immediate LEVEL 4 solution of energised fluids. While there are niche applications for such a solutions there are many, many disadvantages to the use of energised fluids.

These disadvantages have been very well documented over the years but can be summarised in a few simple statements: COST, the cost of using energised fluids is staggering, as well as the proposed gas-phase generation and additives materials themselves there is the additional equipment. With the pressure at surface in the system, a rotating-head is required as well as a swathe of additional handling equipment. Surface returns need to be managed with specialised separators, and all of this must be rigged up and rigged down each time a reservoir section is entered. The alternative, supplying such a spread to each and every drilling rig would be completely unrealistic in terms of cost and scale. In addition to these aspects, the introduction of a 2-phase fluid means that communication with the drilling BHA has potentially been lost. In a development where multi-laterals are being drilled in extremely thin reservoirs, there is no more important BHA capability than this; so likely even more funds are required to provide a new form of communication, such as electromagnetic, use of repeater stations and other more costly, complex, and technically difficult approaches.

Even after all this, if anyone still believes that energised fluids are the correct approach; then there are the safety aspects to consider. Using energised fluids, means that there will be excess pressure at surface at all times; during the drilling operations in the reservoir. The HSE risks will rise exponentially and

Пилотная программа применения полых стеклянных микросфер

Пилотная программа с тремя скважинами (Скв.А, Скв.Б, и Скв.В.) была полным техническим успехом. В случае всех трех скважин, когда производилось бурение с тяжелой фракцией твердой фазы, не было никаких потерь раствора на этих кустах, тогда как ранее подобные потери имели место, и скважины быстро сокращали работу при всех предыдущих попытках бурения. Технически дела шли хорошо, хотя стандартные центрифуги не справлялись с должным отделением шлама и материала тяжелой фракции твердой фазы в использованном растворе.

Этим незначительным недостатком нужно будет заняться во время полномасштабного развертывания на промысле, когда технологическое сопровождение буровых растворов будет централизованным, а специализированная центрифуга позволит лучше обрабатывать раствор (т.е. извлекать тяжелую фракцию твердой фазы для дальнейшей подготовки и использования). Такой подход с применением централизованного технологического сопровождения буровых растворов эффективней еще и в силу того, что, как мы можем видеть из Рис.2, такое технически продвинутое сопровождение требуется лишь для некоторых кустов.

Когда скважина была переведена на более низкие значения удельной плотности, на раствор без содержания тяжелой фракции твердой фазы, сразу же начались потери раствора; при возврате к жидкости с содержанием тяжелой фракции твердой фазы, потери раствора сразу же прекратились. Это является явным свидетельством эффекта сжимающих кольцевых напряжений, то чего мы пытались добиться, осуществляя инженерную оценку на УРОВНЕ 2; то, что должно быть взято на вооружение в программе на будущее.

Перспективное планирование и расширение масштабов

С завершением успешного пилотного проекта, следующим этапом технического планирования сейчас будет внедрение в жизнь, с полномасштабным развертыванием, которое будет реализовано при первой же возможности. Экономическая эффективность использования тяжелой фракции твердой фазы, по сравнению с массивными и растущими потерями раствора, непроизводительным временем и последствиями недобуривания, была наглядной и самоочевидной в плане чистой приведенной стоимости (ЧПС). Когда начнется работа на следующем этапе, с оптимизацией и повторным использованием материалов, соотношение цена/качество

over a multi-rig and multi-well program the potential for a loss of primary well control incident taking place is dramatically increased. It is in fact no exaggeration to say that an incident is almost guaranteed to occur over a major campaign period.

Can energised fluids be utilised to perform Measured Pressure Drilling (MPD) efficiently, of course they can, but that does not mean that they must be used. Don't let engineering bias, due to your own technical interest drive your solution, let the requirement drive the solution. "When you hear hoofbeats, think horses not zebras" and you won't go far wrong.

References

- Alberty, M. W. and McLean, M. R. (2001, January). Fracture Gradients in Depleted Reservoirs - Drilling Wells in Late Reservoir Life. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/67740-MS>
- Aliyev, S.M., Rylance, M., Chernokalov, I.A., Zaev, K. A., Gorbov A.N. and Makarov, A.P., TYNGD, (2017, Oct). Drilling Progression in the Srednebotuobinskoye Field Development. SPE RPTC, Moscow, Russia. SPE-187712-MS.
- Arco, M. J., Blanco, J. G., Marquez, R. L., Garavito, S. M., Tovar, J. G., Farias, A. F., & Capo, J. A. (2000, January). Field Application of Glass Bubbles as a Density-Reducing Agent. <https://doi.org/10.2118/62899-MS>
- Block, J., Latt, J., Rice, R. W. et al. (1991) Method for making Low Sodium Hollow Glass Microspheres. U.S. Patent No. 5069702.
- Rylance, M., Aliyev, S.M., Zaev, K.A., Chernokalov, I.A., Gorbov, A.N., Makarov, A.P., Grinchenko, V.A., Sultanov, R.B. and Yanyshhev, A.G. (2017, Oct) A Multi-Disciplinary Multi-Stage Approach to Delivering Multi-Laterals in the Srednebotuobinskoye Field. SPE RPTC, Moscow, Russia. SPE-191514-ms.
- Rylance, M., Tuzov, Y., Aliyev, S., Gorbov, A., Galitskiy, I., Makhmutov, D., Grinchenko, V.A., Sultanov, R.B., and Levanov, I. (2018, Oct) Fishbones, Wishbones and Birch-Leaves, Multil-ateral Well Design on the Srednebotuobinskoye Field in Eastern Siberia. SPE RPTC, Moscow, Russia, SPE-201989-MS.
- Rylance, M., Tuziva, Y. and Sherishorin, V. (2021, August) Drilling With Glass And Air: Using Hollow Glass Spheres To Address A Wide Ranging Drilling Challenge In A Safe, Efficient And Cost-effective Manner. OTC, Houston, Texas. OTC-31070-MS.
- Sherishorin, V., Rylance M., Tuzov, Y., Krokhalava, O., Tikhonov, E., Chirkov, O. and Ivanov, R. (2021, Oct). Hollow Glass Spheres (HGS) in Drilling Fluid: Case Study of Preventing and Mitigating Total Losses. SPE RPTC, Moscow, Russia. SPE-206447-MS.

значительно улучшится по сравнению с уже достаточно неплохими позициями в этом плане.

Комплексные альтернативы

Если бы в начале данного путешествия Проектная группа последовала более расхожим маршрутом и подумала бы скорее о «зебрах», а не о «лошадях», она бы поспешила приступить к реализации решения УРОВНЯ 4, подразумевающего использование азрированных жидкостей. Несмотря на то, что существуют нишевые применения для таких решений, тем не менее, у применения азрированных жидкостей есть масса недостатков.

Эти недостатки очень хорошо были задокументированы в течение ряда лет, но их можно выразить в двух словах: СТОИМОСТЬ, стоимость применения азрированных жидкостей непостоянна и изменчива – помимо стоимости предполагаемой генерации газовой фазы и стоимости добавок, есть еще и дополнительное оборудование. С учетом давления на поверхности, системе требуется еще и поворотный ствол, как сегмент дополнительного спуско-подъемного оборудования. Выход шлама на поверхность нужно обрабатывать специализированными сепараторами, и все это нужно собирать и разбирать при входе в зону коллектора. Альтернативное решение, т.е. доставка смеси на каждую отдельную буровую, представляется абсолютно нереалистичным в плане затрат и масштабов. В дополнение к этим аспектам, введение 2-фазной жидкости означает, что связь с КНБК потенциально будет потеряна. При разработках, где бурятся многоствольные скважины на тонких пластах, нет более важной функции КНБК, чем эта; поэтому, еще больше средств потребуется для обеспечения новых форм связи, таких как электромагнитная, применение ретрансляторов, и использование других, более дорогостоящих, комплексных, и технически сложных решений.

Даже после всего этого, если кто-то еще думает, что применение азрированных жидкостей является верным подходом, есть еще и аспект безопасности. Использование азрированных жидкостей означает, что при вскрытии пласта в процессе бурения, на поверхности все время будет присутствовать избыточное давление. Риски ОТ и ТБ экспоненциально взлетят вверх, и при многозабойно- многоскважинной программе, значительно вырастет потенциальный риск потери контроля над скважиной. Не будет преувеличением сказать, что с наибольшей вероятностью, за время осуществления крупного проекта, такая внештатная ситуация почти гарантирована.

Можно ли использовать азрированные жидкости для эффективного осуществления бурения с управляемым давлением (технология MPD)? Конечно, можно. Но это совсем не значит, что их обязательно нужно использовать. Не позволяйте себе склоняться к решениям в силу своих инженерных предубеждений, выбирайте решение в соответствии с необходимостью. «Когда услышите стук копыт, подумайте скорее о лошадях, чем о зебрах», и вы не намного ошибетесь.

Список литературы

- М.Алберти и М.Маклин (2001 г., январь). Градиент давления в истощенной залежи – Бурение скважин на позднем этапе жизни пласта. Общество инженеров-нефтяников [HTTPS://DOI:10.2118/67740-MS](https://doi.org/10.2118/67740-MS)
- Алиев С.М, Райленс М., Чернокалов И.А., Заев К.А., Горбов А.Н. и Макаров А.П., ТНГД, (2017 г., октябрь). Программа бурения при разработке Среднебутобинского месторождения. ОИН РНТК, г. Москва, Россия. SPE-187712-MS.
- Арко М.И., Бланко, Дж.Г., Маркез Р.Л., Гаравито С.М., Товар Дж.Г., Фариас, А. Ф., и Капо, Дж. А. (2000 г., январь). Промысловое применение полых стеклянных шариков в качестве агента понижения плотности. <https://doi.org/10.2118/62899-MS>
- Блок, Дж., Латт, Дж., Райс, Р. и др. (1991 г.) Метод изготовления низконатриевых полых стеклянных микросфер. Патент США No. 5069702.
- Райленс, М., Алиев, С.М., Заев, К.А., Чернокалов, И.А., Горбов, А.Н., Макаров, А.П., Гринченко, В.А., Султанов, Р.Б. и Янышев, А.Г. (2017 г., октябрь) Мультидисциплинарный и многоэтапный подход к строительству многоствольных скважин на Среднебутобинском месторождении. ОИН РНТК, г. Москва, Россия. SPE-191514-ms.
- Райленс, М., Тузов Ю., Алиев, С., Горбов, А., Галицкий, И., Махмутов, Д., Гринченко, В.А., Султанов, Р.Б., и Леванов, И. (2018 г, октябрь) Рыбные кости, вилочковые кости и березовые листья; Проектирование многоствольных скважин на Среднебутобинском месторождении Восточной Сибири. ОИН РНТК, г. Москва, Россия, SPE-201989-MS.
- Райленс, М., Тузива, Ю. и Шеришорин, В. (2021 г, август) Бурение со стеклом и воздухом: Использование полых стеклянных микросфер для решения широкого круга задач безопасным, эффективным и экономичным образом. КОТ, Хьюстон, штат Техас, ОТС-31070-MS.
- Шеришорин, В., Райленс М., Тузов, Ю., Крохалева, О., Тихонов, Е., Чирков, О. и Иванов, Р.. (2021 г, октябрь). Полые стеклянные микросферы (ПСМ) в жидкости бурения: Практический анализ предотвращения и сокращения общих потерь. ОИН РНТК, г. Москва, Россия. SPE-206447-MS.