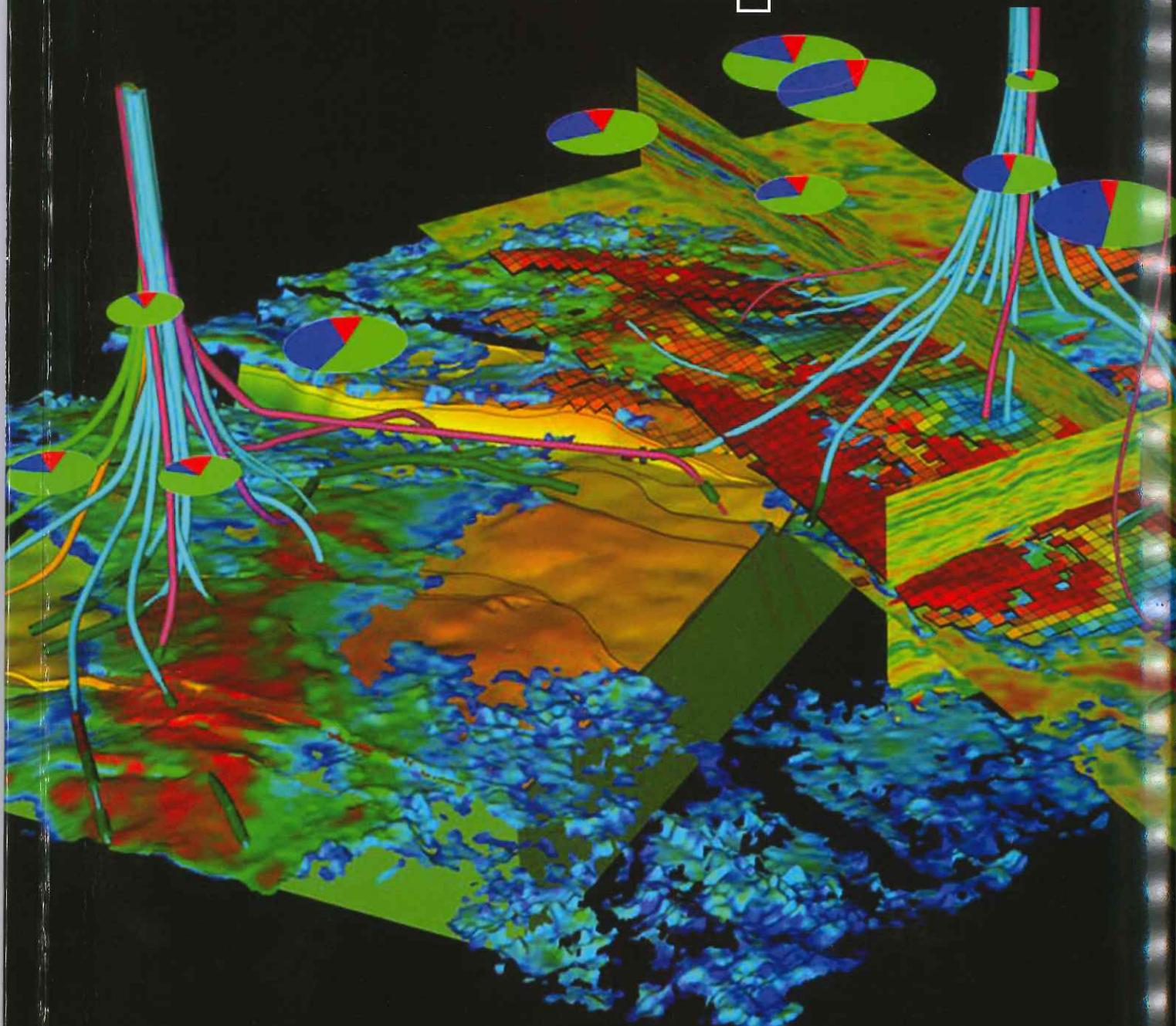


СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ

БУРЕНИЕ & НЕФТЬ

ISSN 2072-4799



**За горизонтом
горизонтального бурения...**

читайте в номере, стр. 11

10 октябрь
2020

Состояние и перспективы горизонтального бурения в России

Падение спроса на углеводороды в мировом масштабе, пандемия COVID-19, разногласия в ОПЕК, демпинг Саудовской Аравии на нефть обернулись для Российской Федерации обязательством в 2020 г. сократить добчу нефти. В первую очередь это коснется российского рынка бурения, который является ключевым индикатором состояния нефтесервисного сектора. Данные процессы затронут также и рынок наклонно-направленного и горизонтального бурения. Такие виды бурения применяются при освоении шельфовых проектов, в болотистых и сильно пересеченных местностях, для вскрытия низкопроницаемых коллекторов, повышения нефтеотдачи пластов, восстановления бездействующего фонда скважин. В современных условиях горизонтальное бурение набирает обороты. Так, если в 2010 г. его доля в эксплуатационном бурении составляла 11 %, то в 2020 г. она выросла до 45 %, а к 2030 г. превысит 50 %. Редакция журнала «Бурение и нефть» обратилась к нашим экспертам с рядом вопросов выявления преимуществ горизонтального бурения в повышении нефтеотдачи пластов и перспектив его развития.

В 2020 г. ситуация на мировом и российском нефтяном рынках резко обострилась до кризисных значений. Это стало следствием падения спроса на углеводороды в мировом масштабе в связи с пандемией COVID-19, разногласий в ОПЕК, демпинга Саудовской Аравии на нефть. Для России это обернулось обязательством в 2020 г. сократить добчу нефти более чем на четверть и дальнейшими, хотя и меньшими ограничениями добчи до 2022 г. Это приведет к сокращению доходов нефтяных компаний и, следовательно, ограничит возможности капитальных вложений.

По оценке Международного энергетического агентства, глобальные затраты нефтяных компаний в 2020 г. сократятся на 32 % по сравнению с прошлым годом. Это коснется и лидеров мирового нефтесервисного рынка. Schlumberger сократит капитальные затраты на 30 %, Halliburton – на 33 %, Maersk Drilling – на 50 %. Что касается российских компаний, то снижение рынка нефтесервисных услуг в 2020–2021 гг.

может сократиться до 50 % от уровня 2019 г. По мнению Минэнерго России, если не принять необходимых мер поддержки отрасли, то рыночная доля зарубежных нефтесервисных компаний может превысить 50 % в период до 2022 г. Это грозит отечественной нефтесервисной отрасли потерей ключевых позиций по высокотехнологичным направлениям.

Конечно, это в первую очередь коснется российского рынка бурения, который является ключевым индикатором состояния нефтесервисного сегмента в целом, так как на него приходится более четверти объема нефтесервисного рынка. А с учетом сопутствующих сервисов (сопровождение бурения, тампонаж, ГИС и т. д.) – более половины.

Естественно, данные процессы затронут также рынок наклонно-направленного и горизонтального бурения (НН и ГБ), зарезки боковых стволов (ЗБС) (метод, возник в середине XX в. – необходимый и неизбежный этап эволюции бурения). Несмотря

STATE AND PROSPECTS OF HORIZONTAL DRILLING IN RUSSIA

The drop in demand for hydrocarbons on a global scale, the COVID-19 pandemic, the OPEC disagreements, the dumping of Saudi Arabia for oil turned the Russian Federation into an obligation to reduce oil production in 2020. This will primarily affect the Russian drilling market, which is the main indicator of the state of the oilfield services sector. These processes will also affect the directional and horizontal drilling market. Such types of drilling are used in the development of shelf projects, in swampy and highly rugged areas, to open low-permeability reservoirs, increase oil recovery, and restore idle wells. In modern conditions, horizontal drilling is gaining momentum. So, if in 2010 its share in production drilling was 11 %, then in 2020 it increased to 45 %, and by 2030 it will exceed 50 %. The editors of the “Drilling and oil” magazine contacted our experts with a number of questions to identify the advantages of horizontal drilling in enhancing oil recovery and the prospects for its development.

Keywords: directional-inclined drilling, horizontal drilling, offshore projects, development, drainage area, high-tech type of drilling, production drilling, logging

Ключевые слова: наклонно-направленное бурение, горизонтальное бурение, освоение шельфовых проектов, площадь дренирования, высокотехнологичный вид бурения, эксплуатационное бурение, каротаж

Динамика горизонтального бурения по ведущим российским компаниям (2007–2019 гг.)

Нефтяные и газовые компании	2007 г.			2019 г.		
	Проходка, тыс. м	Горизонтальное бурение, тыс. м	Доля ГБ к эксплуатационному, %	Проходка, тыс. м	Горизонтальное бурение, тыс. м	Доля ГБ к эксплуатационному, %
ПАО «Лукойл»	1756,3	174,3	9,92	2992,2	1218,4	40,70
ПАО «НК «Роснефть»	1502,3	71,6	4,76	11548,3	6031,5	52,20
ПАО «Газпромнефть»	-	-	-	2015,6	1748,0	86,70
ПАО «Сургутнефтегаз»	2170,5	270,2	12,45	4845,5	571,8	11,80
ПАО «Татнефть»	355,9	29,6	8,31	408,6	114,1	27,90
ПАО АНК «Башнефть»	206,1	18,0	8,73	-	-	-
ПАО НГК «Славнефть»	563,4	147,1	26,12	-	-	-
ПАО НК «РуссНефть»	142,5	3,6	2,52	471,8	245,4	52,00
Итого по основным компаниям:	6697,0	715,0	10,67	22282,0	9929,2	44,56

на большую стоимость, горизонтальные скважины дают кратное увеличение дебитов, поскольку многократно возрастает площадь дренирования. Оно применяется при освоении шельфовых проектов, в болотистых и сильно пересеченных местностях, для вскрытия низкопроницаемых коллекторов, повышения нефтеотдачи пластов, восстановления бездействующего фонда скважин.

В современных условиях горизонтальное бурение набирает обороты. Так, если в 2010 г. его доля в эксплуатационном бурении составляла 11 %, то в 2020 г. она выросла до 45 %, а к 2030 г. превысит 50 %.

Из данных таблицы видны следующие особенности: ПАО «Лукойл» за эти годы увеличило долю горизонтального бурения более чем в 4 раза; ПАО «НК «Роснефть» – в 11 раз; ПАО «НК «РуссНефть» – более, чем в 20 раз. Обращает на себя внимание то, что в компании ПАО «Газпромнефть» доля горизонтального бурения составляет 86,7 % от общего объема эксплуатационного бурения. В целом же за эти годы по основным компаниям проходка возросла в 3,32 раза, горизонтальное бурение – в 4,18 раза.

Необходимо отметить серьезные достижения в области горизонтального бурения, которое как высокотехнологичный вид бурения требует внимания не только к сервису забойных двигателей, роторно-управляемым системам, но и, прежде всего, к оборудованию для телеметрии (MWD) и каротажа в процессе бурения (LWD).

Рынок сопровождения наклонно-направленного и горизонтального бурения (НН и ГБ) составляет около 10 % от общего объема нефтепромыслового сервиса и оценивается примерно в 130 млрд руб.

Крупнейшими сегментами рынка сопровождения НН и ГБ являются LWD с долей 32 %, MWD – 28 %, сервис ВЗД – 24 %. Сегмент MWD в 2018 г. достиг объема 36,3 млрд руб. Отличительной особенностью последних лет стал значительный рост горизонтального бурения при сокращении наклонно-направленного. Основные районы применения горизонтального бурения – это действующие месторождения в Западной Сибири, на Сахалине и Ямале, морское бурение – на Каспийском, Баренцевом и Охотском морях.

По оценкам специалистов, рынок НН и ГБ будет показывать высокие темпы роста и в 2030 г. может превысить объем 600 млрд руб. Это будет достигнуто как за счет роста количества операций, так и по причине удешевления сложной техники.

На текущий момент 90 % отечественного рынка оборудования MWD/LWD занимают зарубежные производители. Лидерами на рынке являются компании Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, совокупно занимая около 50 % рынка. Они еще продолжительное время будут сохранять доминирующие позиции на рынке за счет пока еще значительного разрыва в технологических возможностях и, прежде всего, в точности приборов и программного обеспечения. Следует выделить ЗАО «Геомаш» и ОАО «ИНГТ». В настоящее время российские компании находятся в позиции «догоняющих» по причине многократно меньшего финансирования науки, НИОКР, ОПИ по сравнению с западными фирмами, особенно в сфере программного обеспечения.

Ввиду большой важности и значимости данной темы мы обратились к нашим экспертам с рядом вопросов, чтобы выяснить преимущества горизонтального бурения в повышении нефтеотдачи пластов, перспективы его развития, прояснить возможности отечественных производителей, оборудования по телеметрии и каротажу, а также другие сегменты сопровождения НН и ГБ.

Вопросы редакции журнала «Бурение и нефть»

1. Какие сложности возникают при проводке на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, зарезке боковых стволов?

2. Каковы перспективы НН и ГБ в России?

3. В чем преимущество горизонтальных скважин перед вертикальными?

4. Как в перспективе просматриваются возможности отечественных производителей оборудования MWD/LWD, особенно их программного обеспечения?

5. Как американские экономические санкции отражаются на поставке высокотехнологичного оборудования для НН и ГБ?



В.В. КУЛЬЧИЦКИЙ,
председатель Межрегионального
научно-технического общества
нефтяников и газовиков
им. акад. И.М. Губкина, президент
АО «Научно-исследовательский
и проектный центр газонефтяных
технологий», директор Научно-
исследовательского института буровых
технологий Губкинского университета,
д.т.н., профессор



А.Я. ЗАКИРОВ,
к.т.н., эксперт
ООО «Газпромнефть НТЦ»



В.П. ОВЧИННИКОВ,
д.т.н., профессор, руководитель
образовательной программы
«Технологические решения строительства
скважин на месторождениях со сложными
геолого-технологическими условиями их
разработки»
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Тюменский индустриальный
университет»



А.В. ЩЕРБАКОВ,
начальник отдела проектирования
строительства и реконструкции
скважин
Управление проектирования и
мониторинга строительства скважин
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-
Инженеринг» «КогалымНИПИнефть»
г. Тюмень



Е.А. БАНОВ,
начальник технологического отдела
Департамента бурения и ВСР
ООО «НОВАТЭК НТЦ»



В.А. НИКОНОВ,
зам. директора по развитию бизнеса
ООО НПФ «ВНИИГИС-ЭТК»

Валерий Владимирович КУЛЬЧИЦКИЙ

1. Тенденция увеличения длины горизонтального ствола прогнозирует длину горизонтальных скважин 4500 м к 2030 г. Повышение уровня сложности скважин, особенно по проектам трудноизвлекаемых запасов нефти и тем более из твердого керогена баженовской свиты, требует научно-обоснованных технико-технологических решений оптимизации бурения посредством адаптивной системы на единой цифровой платформе, мультидисциплинарного и кросс-функционального взаимодействия сотрудников подрядных предприятий, реализующих буровые проекты.

Цифровая трансформация нефтегазового бизнеса радикально меняет управление нефтяными компаниями и сервисными подрядчиками, особенно по геонавигации. Цифровая экономика и переход к четвертой промышленной революции внесут серьезные изменения в нефтегазовую отрасль массовым применением автоматизированных буровых установок, интеллектуальных скважинных систем и киберскважин, роботов и роботизированных технологий, а инновационные драйверы в контексте новых управлеченческих решений определят направления цифровой трансформации.



Основоположник отечественной геонавигации
Кульчицкий В.В. управляет отклоняющей
компоновкой с пульта телесистемы
ЗИС-4 при бурении опытной скважины № 817
Ермаковского месторождения (зенитный угол
77° на кровле пласта АВ¹⁺²) 31.12.1989

2. Увеличение дебита скважины и объема извлечения углеводородов из продуктивного пласта требует формирования траектории ствола скважины с образно гидродинамической картиной околоскважинного пространства и эффективности управления разработкой месторождения в целом. Поэтому ожидаемый бум многозабойного и многоствольного бурения удлинит среднюю протяженность ствола скважины до 5–6 км. Сейчас идет замена буровых установок (БУ) на более грузо-



Буровой экипаж в штаб-вагоне на Тайлаковском месторождении: секции совещаний, геосупервайзинга; геонавигаторы (управляют траекторией горизонтального ствола длиной 1 км посредством цифровой станции ЗТС)

подъемные, а увеличение сложности проводки скважин с разветвленной корневой системой (смелое предвидение изобретателя-экспериментатора многозабойного и горизонтального бурения, выдающегося инженера-буровика 50–70-х гг. А.М. Григоряна с мировым именем), требует переоснащения парка автоматизированными буровыми установками (АБУ). Для эффективного разбуривания месторождений с АБУ нужны современные цифровые технологии, программное обеспечение, специалисты цифровых профессий и принципиально новая организация управления буровыми работами, основанная на интеграции геосупервайзинга с буровым экипажем в едином пространстве штаб-вагона.

Цифровая трансформация нефтегазового бизнеса радикально меняет управление нефтяными компаниями и сервисными подрядчиками, особенно по геонавигации. Цифровая экономика и переход к четвертой промышленной революции внесут серьезные изменения в нефтегазовую отрасль массовым применением автоматизированных буровых установок, интеллектуальных скважинных систем и киберскважин, роботов и роботизированных технологий, а инновационные драйверы в контексте новых управлеченческих решений определят направления цифровой трансформации.

Однако на самом трудном начальном этапе цифровизации буровых и внутристкважинных работ (БиВСР) встречается негативное/пассивное отношение со стороны заказчиков к новому цифровому переделу, что на годы затормозит обновление и нанесет им существенный ущерб. Цифровизация поможет пересмотреть десятилетиями укоренившиеся малоэффективные принципы управления

строительством скважин, особенно отношение к высокотехнологичному инжинирингу – геонавигации. Помимо цифровизации технологических процессов БиВСР жизненно важным является цифровое обучение и подготовка молодых специалистов, дополнительная профессиональная подготовка и переподготовка инженеров и рабочего персонала бригад бурения и КРС. Необходимо организовать институты наставничества, школы передового опыта, полигоны подготовки цифровых кадров, объединенные в систему непрерывного онлайн-образования.

Количество цифровых технологий переходит в качество рынка нефтегазовых услуг и бизнес-моделей, что предоставляет новые возможности быстро реагирующему малым предприятиям. Нефтяные компании понимают, что с помощью цифровых технологий можно отказаться от посредников и напрямую взаимодействовать с поставщиками услуг и оборудования, накапливая историю их деятельности, возможностей и развития.

5. Рост объема капитальных вложений на тонну добьтой нефти требует радикального совершенствования отечественной техники и технологии разработки месторождений на цифровой основе, что позволит сохранить России мировое нефтяное лидерство. Следует вести наше нефтегазовое хозяйство так, чтобы никакие западные санкции не отражались на развитии нефтяной отрасли в частности и экономики государства в целом. Не надо стесняться, а надо много и эффективно работать.

Инжиниринговое предприятие АО «НИПЦ ГНТ» создало центр инновационных компетенций – Академию супервайзинга бурения и нефтегазодобычи для системной цифровой трансформации; разработало ПП «АРМ Супервайзера» для оптимизации внутренних бизнес-процессов (бухучет, управление тысячным персоналом двенадцати обособленных подразделений, содержание численности аппарата управления и пр.); формирует научные основы цифровизации БиВСР, обеспечивающие интегрирование супервайзинга и переход на более высокий уровень – управляющий супервайзинг с элементами безлюдных технологий; проводит ОПИ и внедрение новых цифровых технологий и программного обеспечения; стажирует студентов и молодых специалистов, содействует инициативам молодых ученых и инженеров в учреждении резидентом Сколково по направлению цифровизации нефтегазового дела, в том числе геонавигации. В результате увеличивается выработка на одного сотрудника АО «НИПЦ ГНТ», в чем и кроется залог цифрового лидерства.

В условиях ограниченных ресурсов (рентабельность 5–10 %) налогово-прозрачного предприятия необходимо разрабатывать приоритетные и перспективные цифровые технологии с наименьшими затратами и наибольшим эффектом, учитывая их востребованность нефтегазовыми компаниями. Подразделения буровиков-программистов Ситуационного центра управления строительством скважин НИПЦ ГНТ разрабатывают и внедряют ПП автоматического распознавания осложнений при СПО, разгерметизации бурильного инструмента и КНБК, зашламления забоя скважины, выхода из строя ГЗД и др.

Лидерских позиций на рынке высоких технологий горизонтального бурения достигнут предприятия, создавшие быстрее других центры компетенций, руководители которых сумеют разглядеть перспективы цифровой трансформации задолго до их массового проявления.

Бурение горизонтальных скважин сложной пространственной архитектуры, значительной протяженности

и площади охвата не только обеспечило новые возможности, но и изменило философские взгляды на освоение недр, подземного пространства – геокосмоса.

В условиях ограниченных ресурсов (рентабельность 5-10 %) налогово-прозрачного предприятия необходимо разрабатывать приоритетные и перспективные цифровые технологии с наименьшими затратами и наибольшим эффектом, учитывая их востребованность нефтегазовыми компаниями.

Артем Яудатович ЗАКИРОВ

1. С точки зрения **оператора добычи**, основные сложности проводки связаны с непроизводительным временем (НПВ) и отказами оборудования. Причины НПВ и отказов разного рода – какие-то в организационной плоскости, некоторые – в технической. Сервисные компании стремятся сократить свои расходы, это сказывается на качестве материалов и обслуживания оборудования. В стремлении к минимальным срокам строительства выбираются экстремальные режимы работы оборудования (максимальные расходы промывочной жидкости, обороты вращения, нагрузки). Оборудование работает на пределе возможностей, а иногда с превышением допустимых нагрузок. В итоге слабые стороны оборудования быстро выявляются, производится модернизация. В сегменте высокотехнологичного оборудования (роторно-управляемые системы и каротаж в процессе бурения) традиционными сложностями являются их высокая стоимость и ограниченность рынка поставщиков. Для новых месторождений с малой изученностью обязательно применение высокотехнологичных комплексов каротажа и геонавигации. Зачастую геонавигация осуществляется в условиях неопределенности, и чем больше качественной информации при бурении мы получаем, тем лучше нам удается реагировать на эти неопределенности.

С точки зрения **технологии бурения**, основные сложности при бурении традиционными компоновками с забойными двигателями связаны с доведением нагрузки до долота при направленном бурении. Из этого вытекает снижение скорости бурения и точности проводки, увеличиваются риски прихватов. При бурении сложных скважин с РУС из-за повышенной скорости вращения увеличивается нагрузка на бурильный инструмент,учащаются промывы и сломы бурильных труб. Сильно увеличиваются и вибрационные нагрузки на оборудование.

Существуют эффективные смазочные добавки, однако их применение затрудняется желанием сервисных компаний по буровым растворам максимально сэкономить на сервисе, в итоге вместо эффективных смазочных добавок мы имеем самые дешевые альтернативы (нефть, отработанное масло), которые не приводят к существенному улучшению ситуации в скважине.

2. Операторы добычи уже обозначили ухудшение качества запасов. Это значит, что простых наклонно-направленных скважин будет все меньше. Спрос на горизонтальное бурение и применение высокотехнологичных комплексов будет расти. Геологические задачи по повышению площади дренирования растут (длина ГС). Сегодня средняя протяженность ГС – 1000 м, а на некоторых активах оптимальная длина горизонтального участка составляет 2000 м. С точки зрения **рынка поставщиков** (сервисных компаний), перспективы не так очевидны. Все большую долю рынка занимают компании с собственным производством оборудования (винтовые забойные двигатели и телеметрия). Компании-операторы все чаще задумываются о переходе на собственный сервис для снижения рисков резкого увеличения стоимости услуг. Буровые подрядчики оснащаются оборудованием ННБ, становясь полноценными игроками рынка услуг наклонно-направленного бурения (пример ССК и НСХ-Азия). Пример Северной Америки показывает возможность появления сервиса буровой установки с полным комплексом стандартного оборудования ННБ в интегрированной услуге, включая РУС – возможно, это мы увидим в ближайшие несколько лет и на отечественном рынке.

Операторы добычи уже обозначили ухудшение качества запасов. Это значит, что простых наклонно-направленных скважин будет все меньше. Спрос на горизонтальное бурение и применение высокотехнологичных комплексов будет расти. Геологические задачи по повышению площади дренирования растут (длина ГС).

3. Все зависит от выбранной системы разработки месторождения и условий бурения. Если условия и произведенные расчеты показывают целесообразность бурения горизонтальных скважин, то с точки зрения **оператора добычи** основные преимущества – это увеличение площади дренирования пласта и увеличение коэффициента охвата. Во многих случаях горизонтальные скважины становятся единственным возможным способом рентабельной разработки залежей (например, подгазовые залежи или низко проницаемые коллектора). Это позволяет получить большую накопленную добычу со скважины и улучшить инвестиционные показатели проекта.

С точки зрения **сервисных компаний** – это возможность увеличения заработка за счет работы в более дорогом сегменте рынка.

4. Считаем, что у **отечественных производителей** оборудования телеметрии и каротажа в процессе бурения нет значимых проблем с программным обеспечением. Основная работа идет в области разработки оборудования. Сегодня большую долю рынка массового горизонтального бурения занимают приборы индукционного каротажа отечественного производства (ГК «ГЕО», БНГФ и др.), активно расширяется сегмент отечественного плотностного каротажа в процессе

бурения, в этом большая заслуга В.Г. Черменского и ООО «НПП Энергия». Многие сервисные компании уже используют этот комплекс каротажа. Если в ближайшее время отечественные сервисные компании в добавление к плотностному каротажу получат доступное решение по РУС, то перед ними откроется огромный рынок высокотехнологичных скважин, который сейчас находится в руках «большой четверки». Над этим вопросом в настоящее время работают несколько производителей (НПП «Буринтех», ООО «Герс Технолоджи», АО «Башнефтегеофизика», НПП ГА «Луч» и др.).

5. С точки зрения операторов добычи, это приводит к увеличению стоимости добычи на санкционных проектах за счет сокращения рынка поставщиков услуг и невозможности применять передовые технические решения. Однако такая ситуация является очень полезной для отечественных сервисных компаний и производителей оборудования. Поставщики работают по завышенным ценам из-за отсутствия иностранных компаний. Это позволяет получить дополнительные возможности для развития.

Влияние санкций практически не оказывает воздействия на отечественное производство, а наоборот стимулирует рост числа сервисных компаний и их производства.

Василий Павлович ОВЧИННИКОВ

1. Сложности при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин связаны с вопросами удаления разбуренной породы, особенно если продуктивный горизонт представлен слабоустойчивыми, рыхлыми породами; его разобщением; конструированием забоя скважины, обеспечивающим поинтервальную разработку пласта; в случае использования для интенсификации притока технологии гидроразрыва – ориентированием в горизонтальном направлении перфорационного оборудования.

2. Перспективы НН и ГБ высоки как при освоении месторождений, расположенных на суше, так и месторождений шельфа морей и океанов. Обоснование – повышенный дренаж продуктивной залежи, а отсюда ее производительность; пониженное воздействие на окружающую территорию; снижение затрат на разработку (освоение) месторождения, повышение нефтеизвлечения и т. д.

3. Частично ответ дан в вопросе № 2. Дополнительно – возможность разработки месторождений, залегающих под труднодоступными поверхностными районами – болотами, дебрями, населенными пунктами и т. д. Да и затраты в целом на разработку месторождения, если отнести на единицу добываемого пластового флюида, будут ниже.

4. Отечественные разработки в данном направлении не ниже зарубежных. В большей степени это обуславливается видом бурения – отечественные предполагают использование забойных двигателей – турбобуров, винтовых забойных двигателей; зарубежные же большей частью используют роторное бурение. Это отражается в особенностях и специфике программного обеспечения, чего не скажешь в отношении технического (компьютерного) обеспечения.

5. По моему мнению, влияние санкций практически не оказывает воздействия на отечественное производство, а наоборот стимулирует рост числа сервисных компаний и их производства. Далее возникает предложение об отказе от их «помощи» (например, в Китае начинали с породоразрушающего инструмента, а сегодня изготавливают роботизированные буровые установки), тем более поставляемые ими материалы – это практически копия отечественных, отличие лишь в названии и логотипе.

Андрей Валерьевич ЩЕРБАКОВ

1. скважин отмечаются осложнения при проводке транспортного ствола, спуске, а также цементировании эксплуатационной колонны 178 мм. В основном осложнения представлены посадками, затяжками бурильного инструмента, при проработках периодически возникают скачки давления и рост крутящего момента, которые косвенно свидетельствуют об осыпях и обвалах стенок скважины.

Особенно остро стоит вопрос с осложнениями и авариями, возникающими при строительстве горизонтальных скважин в интервалах баженовской и георгиевской свит. Основными причинами обрушения пород является деградация ствола в результате проникновения фильтрата в межслойное пространство аргиллитов, вызванного отсутствием крепящих добавок в буровой раствор, высоким противодавлением на стенки и скоростью восходящего потока.

Одним из подходов в решении проблем, связанных с устойчивостью ствола скважины, является построение 1D геомеханической модели. Построение геомеханической модели осуществляется с проведением анализа упруго-деформационных свойств разреза по ближайшим разведочным скважинам с наибольшим набором геофизических данных (акустический и плотностной каротаж, кавернometрия и пр.), с последующей калибровкой по данным кавернometрии фактического бурения. Для определения безопасного «окна» бурения модель переносится и рассчитывается с учетом профиля фактически пробуренного ствола скважины.

В дальнейшем для корректировки данных при построении модели механических свойств требуется проведение лабораторных исследований керна из интервалов с наибольшим риском осложнений на установке трехосного сжатия с целью определения динамических и статических упругих модулей и построения паспорта прочности горной породы в интервале исследования, а также дополнительные геофизические исследования в наклонно-направленных скважинах в различных районах месторождения.

2. Развитие техники и технологии, в том числе появление новых видов оборудования компоновки низа бурильной колонны, промывочных жидкостей, технологий каротажа в процессе бурения, позволило снизить продолжительность бурения и крепления скважины с горизонтальным окончанием, а также сократить количество обсадных колонн. В соответствии с предложенными проектными решениями бурение ведется из-под кондуктора и до проектного забоя, с последующим спуском эксплуатационной колонны 146 мм в горизонтальный участок.



Использование новой технологии позволяет уменьшить металлоемкость конструкций до 20 %, а также снизить стоимость этапа бурения. Размещение полнопроходной 146 мм колонны в горизонтальном участке обеспечивает более технологичное заканчивание скважины и позволяет проводить повторные многозонные ГРП, выполнять исследования и РИР в горизонтальном интервале с использованием традиционных технологий и оборудования.

С применением новой технологии в 2019 г. было построено 46 горизонтальных и 21 многозабойная скважина (бурение дополнительных ответвлений в горизонтальном участке), суммарная экономия капитальных затрат составила 617 млн руб. Достигнут рекордный для Компании показатель горизонтального бурения – 8,7 суток. Опыт бурения скважин с трехколонной конструкцией успешно распространяется на другие месторождения.

Всего в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с начала реализации технологии закончены бурением более 130 горизонтальных скважин с трехколонной конструкцией, в том числе 29 многозабойных скважин, что позволило увеличить коммерческую скорость строительства скважин на 52 % в сравнении со скважинами с четырехколонной конструкцией.

С применением новой технологии в 2019 г. было построено 46 горизонтальных и 21 многозабойная скважина (бурение дополнительных ответвлений в горизонтальном участке), суммарная экономия капитальных затрат составила 617 млн руб.

Эксплуатационное бурение наклонно-направленных скважин (ННС) на своих месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ведет с 60-х годов XX-го столетия. Основной объем бурения был приурочен к пластам группы «А», «Б», Тюменской и Абалакской свит Урайского региона. На текущий момент выработанность по данным группам пластов превышает 70 %.

Основная доля проектного фонда, оставшаяся для бурения, относится к объектам юрских (42 %) и ачимовских (20 %) отложений, которые характеризуются неоднородностью по разрезу, не выдержаны по латерали, имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства. Вовлечение запасов юрских и ачимовских отложений стало возможно с развитием новых технологий, в том числе в области бурения скважин сложной архитектуры (горизонтальные, многозабойные).

Первая многозабойная скважина на месторождениях Общества пробурена в 2009 году, горизонтальная с многостадийным гидроразрывом пласта – в 2010 г. За 10 лет пробурено более двух тысяч скважин сложной архитектуры (ССА), доля ССА из эксплуатационного бурения в среднесрочной перспективе на месторождениях Общества превышает 30 %.

Эффективность бурения ССА относительно ННС подтверждена результатами эксплуатации, в среднем накопленная добыча нефти по ССА в 2–3 раза выше, чем по ННС.

Бурение ССА позволило повысить долю добычи из юрских и ачимовских отложений до 35 %, увеличить инвестиционную привлекательность разрабатываемых активов, повысить экономическую и технологическую эффективность бурения, а также активно вовлекать в разработку трудноизвлекаемые (ТРИЗ) запасы в связи с чем, в сложившихся экономических условиях доля ССА с каждым годом будет расти.

3. Основными преимуществами бурения скважин сложной архитектуры относительно наклонно-направленных являются:

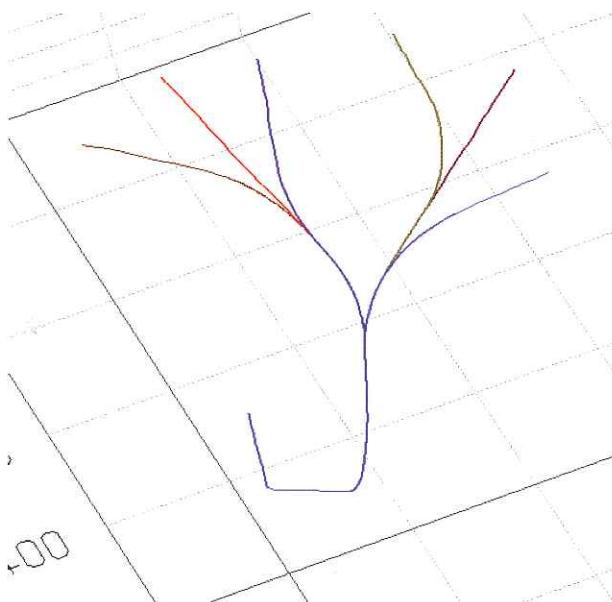
- увеличение зоны дренирования скважин и увеличение охвата пласта;
- возможность добычи запасов, не дренируемых текущей системой разработки, путем предупреждения преждевременного обводнения, за счет снижения депрессии на пласт;
- увеличение продуктивности по низкопродуктивным коллекторам при отсутствии возможности выполнения ГРП.

Евгений Анатольевич БАННОВ

2. Многоствольное бурение широко применяется на объектах ПАО «НОВАТЭК». Необычный проект реализован на Яро-Яхинском месторождении в рамках разработки нефтяной программы. Многозабойная скважина имеет новаторскую конструкцию, которая мало похожа на обычный «фишбон» (англ. fishbone – «рыбья кость», тип многозабойной скважины), хоть так и называется. Конструкция скважины обычного «фишбона» представляет собой один протяженный горизонтальный ствол, от которого отходят боковые стволы, что по форме напоминает рыбий скелет.

Первая скважина с многозабойным окончанием была так и пробурена. Но в связи с продолжительными срезками и небольшой проходкой по ответлениям 300–400 м концепция МЗС была пересмотрена на другой вариант с сохранением общей проходки по пласту 5400 м.

Скважина № 1.

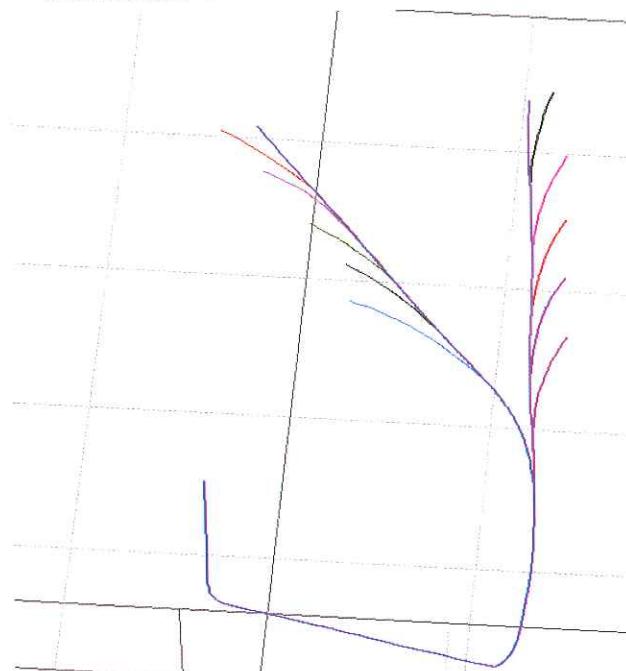


Конструкция скважины № 2 является вариацией другого типа: два основных ствола и по два ответвления от каждого (всего получается шесть стволов). Названия для скважины такого вида еще нет, но в ПАО «НОВАТЭК» с легкой руки буровиков ее нарекли «куриной лапкой».



Многоствольная конструкция позволяет направить каждое ответвление в конкретные участки нефтяного пласта, не задевая соседние пласты с газом или водой. Такая конструкция скважины поможет эффективной разработке нефтяного пласта Яро-Яхинского НГКМ. Стартовый дебит скважины составил 266,2 т/сут нефти против 140 т/сут ее «одноствольного брата». В скважине № 2 произвели срезку для бурения хвостовика в открытом стволе с последующей установкой узла разветвления (системы селективного доступа), что позволяет обеспечить проход в каждый из стволов. Это в своем роде уникальная операция, которой нет аналогов в мире.

Скважина № 2



Успешности данной операции сопутствовало много неудачных попыток и постоянная модернизация узла селективного доступа. Несмотря на всю сложность работ, на строительство скважины ушло всего 65 суток вместо ожидаемых 74-х, и был успешно произведен спуск системы TAML3 в открытый ствол. Всего по Яро-Яхинскому НГКМ построено 38 нефтяных скважин, однако подобная конструкция использовалась впервые. Строительством «фишбонов» ПАО «Новатэк» занимается с прошлого года. Такую технологию поставят на поток, так как это чуть ли не единственный эффективный способ добычи трудноизвлекаемой нефти на месторождениях компании.

Многоствольное бурение широко применяется на объектах ПАО «НОВАТЭК». Необычный проект реализован на Яро-Яхинском месторождении в рамках разработки нефтяной программы. Многозабойная скважина имеет новаторскую конструкцию, которая мало похожа на обычный «фишбон» (англ. fishbone – «рыбья кость», тип многозабойной скважины), хоть так и называется.



Владимир Анатольевич НИКОНОВ

1. При проводке горизонтальных скважин всех категорий (НГС, БГС, СМДГ и т.д.) основной задачей является проводка по наиболее нефтенасыщенной части с минимально возможными технологическими рисками.

Исходя из этого, составляется программа бурения и проектный профиль. За основу принимается «синтетическая» модель скважины, составленная на основе соседних скважин.

На практике при бурении горизонтальных скважин зачастую наблюдаются значительные расхождения по глубине залегания между моделью скважины и фактическими данными, полученными с забоя скважины с помощью каротажа в процессе бурения (системы LWD).

Вот на этом этапе и возникают трудности, так как изменить траекторию резко невозможно, это чревато технологическими осложнениями и иногда требуется СПО для изменения угла перекоса ВЗД, которое программой бурения не предусмотрено.

2. На старых месторождениях нефтедобывающие компании вынуждены будут перейти к увеличению доли горизонтального бурения для отбора запасов под населенными пунктами, природными заповедниками, в санитарно-защитных зонах, а также при бурении из старого фонда скважин (БГС) на «возвратные» объекты (продуктивные пласти).

3. Одним из преимуществ ГС является то, что она может заменить несколько НН скважин, согласно сетке разработки, при этом происходит отбор запасов с эксплуатационного объекта, на который НН скважину просто невозможно пробурить по ряду причин. В основном НГС по дебиту соответствует нескольким наклонно-направленным скважинам, при этом затраты на ее строительство меньше, чем суммированные затраты на группу наклонно-направленных скважин.

4. Отечественные производители MWD/LWD значительно отстают от импортных, так как тройка зарубежных компаний (Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton) доминирует на рынке и российским компаниям не хватает финансов на НИОКР. Нужна государственная программа финансирования отечественного геофизического навигационного оборудования.