

Месторождение Шереметьевское				
	Без осциллятора			С осциллятором
Скважина №	6041	6031	6044	6053
Интервалы бурения (м):	685-921	328-650	495-712	305-800
Проходка за рейс (м):	236	322	217	495
Долото тип:	(PDC)215,9 БТ616 SMA009 №0010213	(PDC)215,9 БТ7716MR №0011113	(PDC)215,9 БТ7616МА-609№0011113	(PDC)215,9 БТ7716 SMA-013(нов)
ВЗД	ДР-195№1295	ДР-172№517	ДРУ172№337	ДР172№4436
Бур. инструмент	+л/ц 212 + 75мУБТ(178) + 18м ЛБ Т+ б/и			
Нагрузка на долото (тн)	9-11	10-12	10-13	9-10
Давление (атм):	90	80-90	100-115	100-110
Тип раствора	Тех. вода			
Мех.скорость: (м/ч)	19,4	21	24	30,8

Рис. 2. Результаты промысловых испытаний осциллятора-турбулизатора

Нагрузка на данном этапе составило 9-10 тонн, при циркуляции 32 л/с рабочее давление на линии показывало 100-110 атм. Сравнивая пробуренные без осциллятора аналогичные скважины мы видим увеличения проходки за один рейс на 128%, а также увеличение механической скорости на 28%.

Таким образом, применение осциллятора-турбулизатора способствует улучшению технико-экономических показателей бурения скважин. Однако, необходимо проведение дальнейших промысловых исследований по оптимизации конструкции и увеличения механической скорости бурения.

Литература

1. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Специальность: 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2012 – 42с.
2. Хузина Л.Б. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / Л.Б.Хузина, С.В.Любимова, // Нефтегазовое дело: научно-технический журнал, 2012. – №2. – [http: www.ogbus.ru/authors/LubimovaSV/LubimovaSV_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/LubimovaSV/LubimovaSV_2.pdf)
3. Патент №131792 U1 RU, Е 21 В 7/00. Осциллятор-турбулизатор / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А. Еромасов А.В. (Россия) - № 2013114506/03; Заявлено 01.01.2013; опубл. 27.08.2013, Бюл. №24
4. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора. Материалы всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14-18 апреля 2014 г. Часть I. - Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. – С.187-191.
5. Хузина Л.Б. Использование новых технологических решений при бурении горизонтальных скважин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып.9. – С.25-26.

АНАЛИЗ АДЕКВАТНОСТИ МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОФИЛЯ МНОГОСТВОЛЬНОЙ (МНОГОЗАБОЙНОЙ) СКВАЖИНЫ

Е.Е. Шиверский

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка месторождений жидких углеводородов многоствольными и многозабойными скважинами представляет наиболее технически и экономически эффективный способ бурения. Эта технология обеспечивает выполнение геологического задания в результате сокращения объемов бурения, затрат времени и материальных средств при одновременном повышении качества проводки скважин по проектным трассам к заданным точкам вскрытия продуктивного пласта. При бурении многоствольно-кустовых скважин обеспечивается также и повышение надежности подсчета запасов полезных ископаемых. По сравнению с технологией многостадийного гидроразрыва пласта эта технология является «щадящей» и обеспечивает контролируемость и управляемость процесса приобщения удалённых от основного ствола нефтенасыщенных зон коллектора. При этом входной дебит многоствольной горизонтальной скважины выше подобных горизонтальных в 1,2–2,8 раз и обеспечивает более длительный период безводной эксплуатации [1-4].

Бурение многоствольных и многозабойных скважин может осуществляться для выполнения широкого круга геологических задач. В частности, при решении площадных геологических заданий, когда одна скважина выполняет разведку значительной площади рудного тела или нефтегазового коллектора, обеспечивая наивысшую скорость выполнения задания. Для выполнения таких задач многоствольные скважины должны проектироваться и буриться по наиболее оптимальным проектным трассам, а забуривание и последующая проходка дополнительных стволов осуществляется на основе учета естественного искривления и технических средств, которые обеспечивают эффективный процесс бурения. За время развития данной технологии было разработано несколько вариантов бурения многоствольных скважин [2-3].

Метод «снизу-вверх», при котором основной ствол бурится на предельную глубину для подсечения наиболее глубокозалегающего горизонта изучаемого объекта, а забуривание дополнительных стволов — для подсечения от нижних горизонтов к вышерасположенным. Такая методика рациональна при проведении работ по сгущению сети скважин, например, при переходе от предварительной разведки к детальной и повышению категорийности запасов полезного ископаемого. Она наиболее рациональна для разведки пологозалегающих пластов, крутопадающих зон сравнительно выдержанных по мощности на значительные глубины столбообразных, штокерковых и тому подобных тел и др. [2].

При использовании метода «сверху-вниз» осуществляется бурение основного ствола скважины до определенной глубины, на которой в результате резкого искривления забуривается первый дополнительный ствол для подсечения верхнего горизонта рудного тела или углеводородного горизонта. Далее продолжается бурение основного ствола до следующего интервала и на этой глубине забуривается второй и последующие дополнительные стволы, в том числе и из ранее пробуренных дополнительных стволов. При этом методе основной ствол остается свободным, что позволяет выполнять весь комплекс последующих геофизических исследований в процессе бурения каждого ствола. Данный метод рационален для поисков и разведки месторождений, имеющих сложное строение зоны полезного ископаемого: непостоянную, изменчивую мощность, крутое падение (более 40—50%), значительную протяженность по глубине, неравномерное содержание полезного ископаемого в изучаемом объекте и неравномерное распределение полезного компонента в блоках промышленного содержания и др. [2]

«Параллельный» метод представляет собой бурение основного ствола параллельно крутопадающей рудной зоне или пласту с висячего или лежащего бока, а дополнительные стволы сооружаются из него по I или II методу, в том числе с изменением по азимуту на 180 град. [2]

Конструктивно многоствольные и многозабойные скважины имеют основной ствол и несколько дополнительных стволов. Отличие многоствольной скважины от многозабойной в размещении точки разветвления ствола: у многоствольной скважины точка разветвления выше пласта, то есть скважина пересекает горизонт в нескольких местах; у многозабойной точка разветвления находится в пределах продуктивного горизонта, таким образом, скважина пересекает горизонт в одной точке [1].

Главное преимущество таких скважин состоит в увеличении площади контакта скважины с продуктивным пластом. В результате чего увеличивается производительность скважины, повышается коэффициент извлечения флюида, снижается депрессия на пласт (уменьшается вынос песка и приток воды). Наличие нескольких стволов приводит к уменьшению потребности в устьевом и насосном оборудовании при эксплуатации скважины, а также к снижению затрат на природоохранные мероприятия. Многоствольные скважины могут пересекать и соединять многослойные неоднородные залежи [3-6].

С другой стороны, эта технология не обделена недостатками: авария в основном стволе приводит к потере всех дополнительных стволов; возникает потребность в дополнительном оборудовании и инструменте для обеспечения данной технологии и, как следствие, удорожание буровых работ.

Известно, что технология бурения выбирается под запроектированный профиль скважины согласно горно-геологическим условиям. Следовательно, успешность и эффективность применения технологии многоствольных или многозабойных скважин определяется не только конкретным методом и наличием бурового оборудования у подрядчика, но также запроектированным профилем скважины. Анализ показывает, что в настоящее время профили скважин в большинстве случаев проектируются с применением специального программного обеспечения. В это же время обучение проектированию профилей при подготовке инженеров в вузах ведется с применением стандартных расчетных схем, основанных на тригонометрических законах. Это приводит к тому, что теория и практика для будущего инженера не согласуется. Логично, что внедрение в учебный процесс программного обеспечения может привести как к положительным результатам (практический аспект проектирования), так и к отрицательным (обучаемый не разбирается в сути процесса проектирования). Следовательно, актуальным вопросом становится потребность в разработке новой математической модели проектирования скважины, которая позволит обучать студента проектированию профиля в математическом виде, но с учетом практических аспектов и многолетнего опыта направленного бурения. Для достижения этой цели необходимо первоначально оценить адекватность существующих математических моделей расчета и определить перечень их недостатков.

В рамках работы было решено провести оценку адекватности методики расчета многоствольной (многозабойной) скважины представленной в пособии Калинина А.Г. [7]. В общем виде проектируемой профиль принимает вид, представленный на рисунке 1, а в таблице 2 приведен математический аппарат для расчета его параметров. Выбранная методика имеет несколько основных положений:

1. Многообразие профилей многозабойных скважин приводится к обобщённому профилю с характерными интервалами для всех типов;
2. Проектный профиль многозабойных скважин имеет пространственный характер;

3. Обобщенный профиль состоит из интервалов: вертикального (0-1), увеличения зенитного угла (1-2), условно-горизонтального ствола (2-7) и ответвлений условно-горизонтального ствола (3-4, 5-6);

4. Форма осей ответвлений представляют собой дуги окружностей с уменьшением или увеличением зенитного угла в плоскостях.

Для упрощения расчетов и сравнения было решено запроектировать на первом этапе плоский профиль многозабойной скважины.

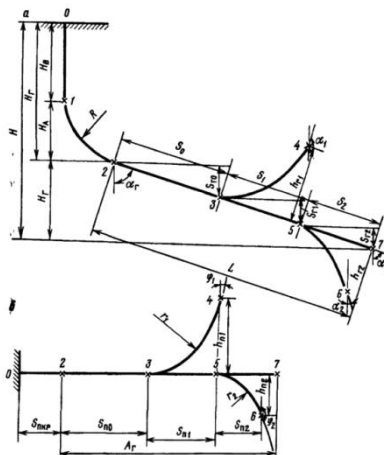


Рис. 1. Проекция профиля многоствольной (многозабойной) скважины [7]

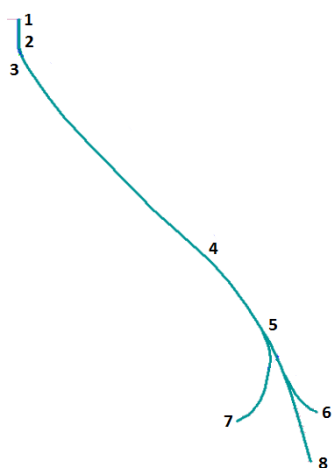


Рис. 2. Фактический профиль многоствольной скважины, пробуренной на Приобском месторождении

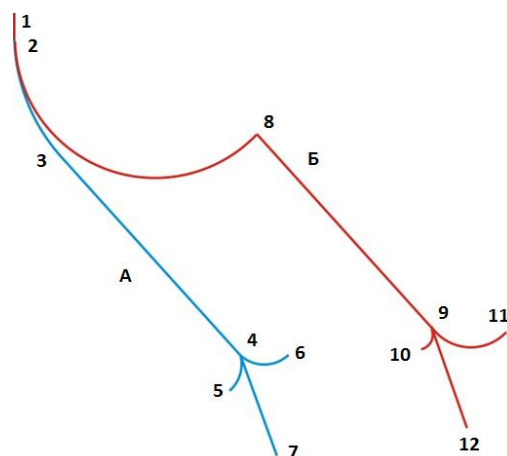


Рис. 3. Запроектированный плоский профиль скважины по методике из пособия Калинина А.Г.

В качестве объекта для сравнения был выбран фактический профиль многоствольной скважины, пробуренной на Приобском нефтяном месторождении (рис. 2). Все исходные данные для построения профиля по методике Калинина А.Г. были взяты в масштабе с рисунка 2. В результате расчета были получены численные параметры профиля скважины, приведенные в таблице 2, а также построен расчетный профиль скважины (рис. 3).

При расчете и построении проектного профиля возникли проблемы, которые отражают ключевые недостатки методики. Если при графическом построении профиля руководствоваться данными величин вертикальной и горизонтальной проекции профиля и относительно них подбирать дуги окружности на интервалах набора и падения зенитного угла, то профиль будет иметь вид, представленный на рис. 3Б. Логично, что его невозможно реализовать из-за точки «излома» №8 на рисунке. Кроме того, профиль на рис. 3Б не достигает проектного забоя ни в одной из точек, по сравнению с фактическим профилем скважины (рис. 2). Если в интервалах искусственного искривления абстрагироваться от проекций профиля и строить его по рассчитанной длине дуг с заданным радиусом кривизны и центральным углом, равным зенитному углу на участке, то профиль будет иметь вид, представленный на рис. 2А. Он наиболее приближен к фактическому профилю, но вопрос объективности расчетов проекций участков искривления остается открытым. Также заметно, что методика упускает расчет интервала падения зенитного угла для профиля скважины. Если рассматривать запроектированный на рис. 3А профиль, то визуально это не кажется серьезным упущением, но с технологической точки зрения интервалы 3-4 и 4-7 не согласуются – интервал стабилизации под одним зенитным углом переходит в интервал стабилизации под другим зенитным углом, а параметры перехода не

рассчитываются. В целом, заметна существенная разница между рисунком 2 и рис. 3Б. Рис. 3А больше схож с фактическим профилем скважины, но не в полной мере отражает требуемую информацию, в частности, точки вскрытия продуктивного пласта.

Таблица 1

Математический аппарат для расчета элементов профиля многоствольной (многозабойной) скважины [7]

Участок	Длина, м	Проекция, м	
		Вертикальная	Горизонтальная
Вертикальный (0-1)	$H_r - R \cdot \sin \alpha_r$	$H_b = H_r - R \cdot \sin \alpha_r$	-
Набора зенитного угла (1-2)	$0,01745 \cdot R \cdot \alpha_r$	$H_a = (1 - \cos \alpha_r) \cdot R$	$S_{np} = R \cdot \sin \alpha_r$
Условно-горизонтальный (2-7)	L	$H_r = L \cdot \cos \alpha_r$	$A_r = L \cdot \sin \alpha_r$
2-3	S_0	$S_{r0} = S_0 \cdot \cos \alpha_r$	$S_{n0} = S_0 \cdot \sin \alpha_r$
3-4	$0,01745 \cdot r_1 \cdot \gamma_1$	$h_{r1} \cdot \sin \alpha_r$	S_{n1}
3-5	S_1	$S_{r1} = S_1 \cdot \cos \alpha_r$	$S_1 \cdot \sin \alpha_r$
5-6	$0,01745 \cdot r_2 \cdot \gamma_2$	$h_{r2} \cdot \sin \alpha_r$	S_{n2}
5-7	S_2	$S_{r2} = S_2 \cdot \cos \alpha_r$	$S_2 \cdot \sin \alpha_r$

Исходные данные: H_r – глубина по вертикали начала условно-горизонтального участка, R – радиус набора зенитного угла на втором участке, α_r – зенитный угол условно-горизонтального участка, ϕ_n – азимут условно-горизонтального участка, L – длина условно-горизонтального участка, S_i – расстояние между началом забуривания ответвления по длине горизонтального ствола, h_{ri} – смещение конца участков ответвлений относительно условно-горизонтального ствола в вертикальной плоскости, h_{ni} – смещение конца участков ответвлений относительно условно-горизонтального ствола в горизонтальной плоскости, r_i – радиус искривления ответвлений.

$$S_{ni} = \sqrt{k_i \cdot (2 \cdot r_i - k_i) \cdot \sin \alpha_r}; k_i = \sqrt{h_{ri}^2 + h_{ni}^2},$$

где γ_i – угол охвата соответствующего ответвления, градус.

$$\gamma_i = \arctg \frac{\sqrt{k_i \cdot (2 \cdot r_i - k_i)}}{r_i - k_i}$$

Вспомогательные коэффициенты:

$$l = \frac{k \cdot (r - k)}{\sqrt{k \cdot (2 \cdot r - k)}}; p = \sqrt{g^2 + d^2}; m = \sqrt{k \cdot (2 \cdot r - k)}$$

где α_r – зенитный угол условного горизонтального ствола, радиан; r – радиус искривления ответвления, м; h_r – смещение ответвления относительно условно-горизонтального ствола в вертикальной плоскости, м; h_n – смещение ответвления относительно условно-горизонтального ствола в горизонтальной плоскости, м; ϕ_n – проектный азимут, рад.

Таблица 2

Результаты расчета элементов профиля многоствольной скважины

Интервал	Длина, м	Проекция, м	
		вертикальная	горизонтальная
ИБ (0-1)	223,6	223,6	-
ИУВ (1-2)	2198,7	769,8	2006,6
Условно-горизонтальный (2-7)	3000	2230,2	2006,6
2-3	2130	1583,4	1424,7
3-4	871,8	377,2	468,1
3-5	293	275,3	100,2
5-6	637,9	83,4	300,6
5-7	578	543,2	197,6

Анализируя полученные результаты, приходим к выводу, что существующая методика расчета многоствольной скважины является не в полной мере объективной, в том числе ряд расчетов не согласуется между собой при проведении графической проверки. Это подчеркивает актуальность разработки нового подхода к проектированию скважин с обоснованным математическим аппаратом. Это позволит повысить качество подготовки инженеров за счет ясности понимания сути процесса и приближенности к реальным условиям проектирования профилей скважин.

Литература

1. Многоствольные скважины [Электронный ресурс] // Книга о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: <http://kniganefiti.ru/word.asp?word=296>.
2. Развитие технологий многоствольного бурения [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. Информационный сайт. Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/777>.

3. Бакиров Д.Л., Подкуйко П.П., Бабушкин Э.В., Фаттахов М.М. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород // Нефтяное хозяйство, 2011. – № 8. – С. 46 – 49.
4. Булатов, А.И. аканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика / А. И. Булатов, О. В. Савенок. — Краснодар: Просвещение-Юг, 2010. — 539 с.
5. Гуторов Ю.А. Особенности технологии строительства, исследования и эксплуатации боковых и горизонтальных стволов в нефтегазовых скважинах/ Ю.А. Гуторов. – Уфа: УГНТУ, 2010. – 305с.
6. Иктисанов, В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин/ В.А. Иктисанов. – Москва: Плутон, 2007. – 123 с.
7. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин / А.Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – Москва: Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОИСКОВОГО ОПОРНОГО БУРЕНИЯ

Е. О. Шишкина, П.Г. Петенев

Научный руководитель профессор В.В. Нескоромных
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время, ускоренное открытие крупных и уникальных месторождений на территории Сибирской платформы возможно только параметрическими скважинами. Территории Сибирской платформы труднодоступные в транспортном отношении и недостаточно изученные для проектирования технологии бурения на глубины до 4500 м. Кринин В.А. [1] приводит данные о высокой стоимости строительства параметрической скважины, которая может составить величину около 1 млрд. руб. Поэтому при проектировании опорного бурения особо острой и актуальной является проблема создания эффективного оборудования и инструмента, который позволял бы бурить глубокие скважины малого диаметра с применением вязких растворов, одновременно стабилизируя скважину и обеспечивая высокую производительность при проходке скважин с применением съемных керноприемников (ССК). Именно применение ССК позволит существенно сократить затраты и повысить качество керна, столь важного при изучении геолого-литологических особенностей перспективных площадей. Опыт бурения подобных скважин имеется при поисково-разведочном бурении на Талнахском рудном узле, а также Полярной ГРЭ на Таймыре [1]. Основные требования к буровым коронкам определяются особыми условиями бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, с применением относительно вязких и плотных буровых растворов. В данном случае крайне важными являются определенные увеличенные радиальные зазоры и зазоры между керном и коронкой, а также способность коронок к снижению искривления ствола скважины.

В СФУ в содружестве с ТулНИИГП разработана новая алмазная коронка, защищенная заявкой на полезную модель (патент №148333) [2], которую следует рассматривать как модель на основе которой может быть создан перспективный буровой инструмент удовлетворяющий требованиям бурения глубоких опорных скважин.

Матрица предлагаемой опытной коронки (рис.) состоит из узких и широких 1 промывочных пазов и алмазосодержащих секторов и равного размера. При этом пазы 1 расположены в матрице коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, а это достигается тем, что число секторов по обе стороны от промывочных пазов 1 различно, например, с одной стороны от широких промывочных пазов 1 секторов восемь, а с другой всего два.



Рис. Опытная коронка КИТ: 1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов; 2 – наплавки для наблюдения за механизмом движения коронки при бурении

Для изучения особенностей механизма работы опытной коронки было проведено экспериментальное бурение на буровом стенде. При проведении работ использовалась горная порода – долерит и импрегнированная коронка типоразмера NQ (наружный диаметр 76,2 мм) с тонкой матрицей (8 мм) – без изменения торцевой части (КНТ) и той же коронкой, но уже с измененным торцом матрицы (КИТ).

Экспериментальное исследование буримости стандартной – КНТ и опытной – КИТ коронками выполнено в соответствии с планом полного факторного эксперимента типа $N=2^k$, где N – число достаточных для получения достоверных результатов опытов; k – число учитываемых при эксперименте факторов. В качестве откликов были замерены: механическая скорость бурения v_m , м/ч; углубление за один оборот $h_{об}$, мм/об;