



Нефтегазовое дело

УДК 622.24.05/62-531.7

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИН ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО БУРЕНИЯ РОТОРНЫМИ УПРАВЛЯЕМЫМИ СИСТЕМАМИ

М.В.Двойников

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Выявлены основные направления повышения эффективности бурения скважин путем совершенствования приемов проектирования профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Теоретически обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность и необходимость применения при бурении роторными управляемыми системами траекторий профилей наклонно направленных скважин с непрерывной кривизной, не содержащих участков сопряжения на основе плоских трансцендентных кривых.

Разработан алгоритм и программно-информационное обеспечение, позволяющее осуществлять оптимизированный выбор профиля или участка траектории с учетом минимизации скручивающих, изгибающих, сжимающих и растягивающих напряжений, обеспечивающих эффективность технико-технологических параметров бурения скважины.

Ключевые слова: бурение скважин, роторная управляемая система, траектория, проектирование профиля скважины.

Как цитировать эту статью: Двойников М.В. Проектирование траектории скважин для эффективного бурения роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 254-262. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.254

Введение. Наиболее важным критерием эффективности разработки месторождений, позволяющим обеспечить повышение добычи углеводородного сырья, является коэффициент извлечения нефти и газа. Увеличение этого параметра возможно при выполнении основных условий: сохранение естественных коллекторских свойств пласта в процессе его первичного и вторичного вскрытия; качественное цементирование обсадных колонн; высокотехнологичное освоение скважины; применение инновационных методов добычи нефти и газа. Значимость всех перечисленных условий для увеличения нефтеотдачи пластов несомнена. Однако следует выделить основное, позволяющее объединить в себе технико-технологические операции строительства скважины в одно направление – бурение скважины по проектному профилю, траектория которого обеспечит точное, предусмотренное координатами вскрытие объекта разработки.

Увеличение в России объемов бурения шельфовых месторождений обуславливает наличие сложно построенных проектных профилей скважин, содержащих интервалы, ограниченные радиусом искривления, или наклонно прямолинейные участки большой протяженности, их проводка базируется на применении высокоинтеллектуального наземного и глубинного оборудования [7].

При сложившейся практике бурения с использованием современных технико-технологических приемов проводки направленных скважин (роторные управляемые системы, роторно-турбинный «комбинированный» способ и др.) отмечаются проблемы, связанные с осложнениями и авариями в скважине, которые обусловлены отсутствием оптимизированного подхода к проектированию профилей скважин. Решение данных проблем возможно разработкой алгоритма оценки проектных траекторий профилей скважин с учетом напряжений, действующих на бурильную и обсадные колонны, внутрискважинное эксплуатационное оборудование в зависимости от горно-геологических условий и параметров бурения.

Методика исследований. На протяжении последних пяти лет в России в качестве технико-технологического решения, направленного на снижение аварий и повышение качества строительства скважин с большим отходом от вертикали Extended Reach Drilling (ERD), используют роторные управляемые системы. Системы дают возможность ориентируемого бурения по всей длине скважины [5]. Использование роторных управляемых систем (РУС) составляет более 15 %. Однако наличие сложнопостроенных профилей скважин, содержащих протяженные наклонно прямолинейные участки, которые в свою очередь сопряжены с искривленными участками набора и снижения зенитного угла с интенсивностью от 0,5 до 2,5 град., приводят к потере устойчивости



бурильной колонны (БК), неконтролируемости торсионных колебаний, вызывающих повреждения отклоняющей (управляющей) части РУС [8].

При проектировании траектории большое значение имеют начальные и конечные координаты искривленных и наклонно прямолинейных (тangenциальных) участков. Длина вертикального и координаты тangenциальных участков большой протяженности, их соединение с участками изменения зенитного угла накладывают ограничения, связанные, прежде всего, с возможностью проведения операций – бурения, заканчивания, освоения и выбора способа дальнейшей эксплуатации скважины. В процессе бурения основным требованием является попадание компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в круг допуска, обозначенный техническим заданием. При этом необходимо создание такой модели траектории профиля, которая могла бы обеспечить доведение нагрузки на долото регулированием сил трения о стенки скважины, а также осуществлять контроль и управление растягивающими, сжимающими и скручивающими напряжениями, ограничивающими диапазон эксплуатационных возможностей работы бурильной колонны [10, 12]. Данное ограничение обусловлено техническими характеристиками бурильной колонны, ее прочностными свойствами, которые являются определяющими при расчете длины и интенсивности искривления – обоснованием допустимых радиусов искривленных участков траектории профиля скважины [1]. Представленный анализ исследований подтверждает необходимость исследований и разработки алгоритма оценки траекторий энергосберегающих профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин, а также приемов их реализации с использованием РУС [3, 11].

Методика исследований и оценка достоверности разработанной модели заключается в анализе:

- существующих типов траекторий профилей и методов их проектирования;
- геологических и физико-механических свойств горных пород, а также технико-технологических приемов бурения скважин, с учетом сложности траектории;
- несоответствия проектных (расчетных профилей) с фактической траекторией пробуренной скважины;
- методов оценки нагруженности бурильной колонны и способов регулирования параметров бурения, обеспечивающих снижение аварийности в скважине.

Моделирование вычислительного эксперимента. Объектом вычислительного эксперимента являются профили скважин, траектории которых имеют непрерывную кривизну с заданной интенсивностью искривления, представленные одной линией без сопряжения прямолинейных участков и участков набора кривизны, а также линии, имеющие сопряжения с вертикальным участком. Сопряжение некоторых линий с вертикальным участком обусловлено невозможностью их построения от устья до проектной глубины и углом входа в пласт. Данные линии выполняются на основе четырех видов трансцендентных кривых: трактисы, биклотоиды, брахистохроны, трактисы и тangenциального профиля. Проведение вычислительных экспериментов включало ввод данных и расчет по основным параметрическим уравнениям кривых. Начальные данные для построения профилей: отход от вертикали 450 м; глубина скважины по вертикали 2620 м; минимально допустимый радиус 300 м; угол входа в пласт 65 град. На основе этих данных производится расчет радиусов искривления в зависимости от отхода и глубины скважины по вертикали для всех рассмотренных трансцендентных кривых.

На рис.1 представлены зависимости радиуса кривизны: *a* – от отхода и расчетный профиль на основе параметрических уравнений кривой – трактисы; *b* – от глубины скважины и расчетный тangenциальный профиль; *c* – от глубины скважины при расчете траектории по параметрическим уравнениям кривой – биклотоиды; *d* – от глубины скважины и расчетный профиль, построенный по параметрическим уравнениям трансцендентной кривой – брахистохроны.

На рис.2 представлены расчетные профили скважин, построенных на основе параметрических уравнений кривых (биклотоиды, трактисы, тangenциального профиля и брахистохроны) при заданных начальных условиях [2]. Результаты расчетов основных параметров профилей скважин: минимальный радиус биклотоиды – 425 м, трактисы – 300 м, тangenциального профиля – 400 м, брахистохроны – 425 м; минимальный радиус на глубине биклотоиды – 2385 м, трактисы – 2620 м, тangenциального профиля – 2156 м, брахистохроны – 2318 м; глубина по стволу биклотоиды – 2828 м, трактисы – 2738 м, тangenциального профиля – 2851 м, брахистохроны – 2810 м.

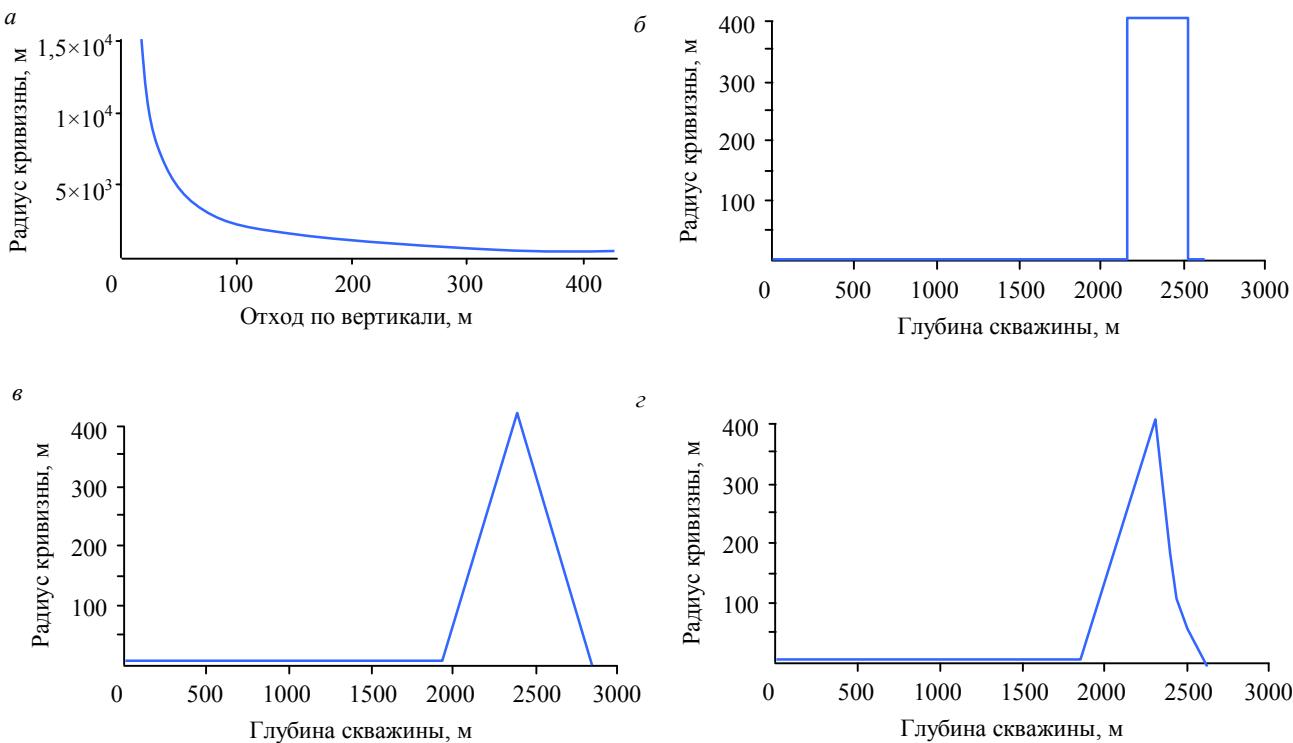


Рис.1. Зависимости радиуса кривизны

С учетом равнозначных начальных условий построения траектории профиля (глубина по вертикали, интенсивность искривления, угол входа в пласт, отход от вертикали) наименьшую глубину скважины по стволу содержит профиль, запроектированный по трактристе. Из расчетов видно, что длина по стволу скважины трактристы на 100 м меньше других профилей. Наиболее положительным показателем изменения радиуса обладает тангенциальный профиль, так как минимальный радиус у него составил не более 400 м и набор интенсивности искривления начинается с минимальной по сравнению с остальными траекториями глубины – 2156 м. Однако у него тоже присутствуют пиковые значения интенсивности в интервале 2200-2500 м. У профиля, запроектированного по трактристе скачков, изменение интенсивности не наблюдается. Изменение радиуса происходит равномерно с 300 м до забоя 2465 м, без превышения критерия интенсивности набора зенитного угла. Данный показатель влияет на снижение результирующих напряжений, действующих на КНБК при спуско-подъемных операциях (СПО) и бурении скважины.

С учетом полученных расчетных профилей скважин проведены исследования моментно-силовых показателей работы бурильной колонны при бурении и СПО с использованием программного продукта LANDMARK – модуля WELLPLAN™ Torque/Drag. Были получены количественные оценки траектории скважин с массивом данных, отражающих моментно-силовые показатели работы КНБК и бурильного инструмента в целом по основным параметрам режимов бурения.

Полученные результаты экспериментов оценивались, исходя из равнозначных условий бурения, конструкции и параметров промывочной жидкости. Конструкция скважины:

Назначение колонны	Диаметр долота, м	Диаметр обсадной колонны, м	Глубина спуска обсадной колонны, м	Глубина спуска обсадной колонны (по стволу), м
Кондуктор	0,293	0,228	700	0-780
Эксплуатационная	0,212	Необсаженный	2509	0-3209

Состав и характеристики КНБК (наименование элемента, диаметр, модель): долото, 0,212 м, PDC FXD65R; роторная управляемая система, PD 675 X5 AB 8 3/8" Stabilized CC; предохранительный переводник, 0,175 м, Alloy 25; прибор каротажа, 0,175 м, Alloy 25; прибор для измерения во время бурения, 0,173 м, 15LC MOD, 5 1/2; немагнитный перепускной переводник, 0,177 м, 15LC MOD, 5 1/2; немагнитная утяжеленная труба, 0,171 м, 4145H MOD; бурильные трубы,



0,127 м, NC50(XH); утяжеленная бурильная труба, 0,127 м, NC50; гидромеханический ЯСС, 0,173 м, 4145Н MOD; бурильные трубы, 0,139 м, NC50.

При проведении экспериментов использовалась следующая реологическая характеристика бурового раствора: температура раствора 21 °C; базовая плотность 1140 кг/м³; пластическая вязкость 16,35 мПа·с; динамическое напряжение сдвига 2,2 Па.

Параметры бурения: расход 32 л/с; нагрузка на долото от 50 до 100 кН; давление на манифольде 26 МПа.

Результаты исследований. В результате проведения вычислительных экспериментов получены энергетические характеристики работы бурильного инструмента: момента на верхнем приводе при бурении (рис.3); напряжения растяжения при СПО; напряжения изгиба при бурении (рис.4); натяжения талевого каната (веса на крюке при СПО); коэффициента усталости.

Минимальным значением момента на устье обладает траектория по тангенциальному профилю (9,2 кН·м), а на забое, также как и у трактисы, не более 4,0 кН·м. Момент у профиля, спроектированного по трактисе на глубине от 3200 до 2200 м, наименьший на этом интервале по сравнению с другими профилями. Например, момент в отмеченном интервале спроектированного по трактисе меньше на 2,6 кН·м по сравнению с профилем по уравнениям брахистохроны и на 1,6 и меньше, чем у тангенциального профиля. В этом случае можно утверждать, что в нижней части КНБК при вращении БК наиболее низкий показатель момента будет соответствовать скважине, профиль которой в нижней части искривленного участка имеет плавное изменение радиуса кривизны. В данном случае плавным распределением кривизны обладает профиль запроектированный по параметрическим уравнениям трактри-

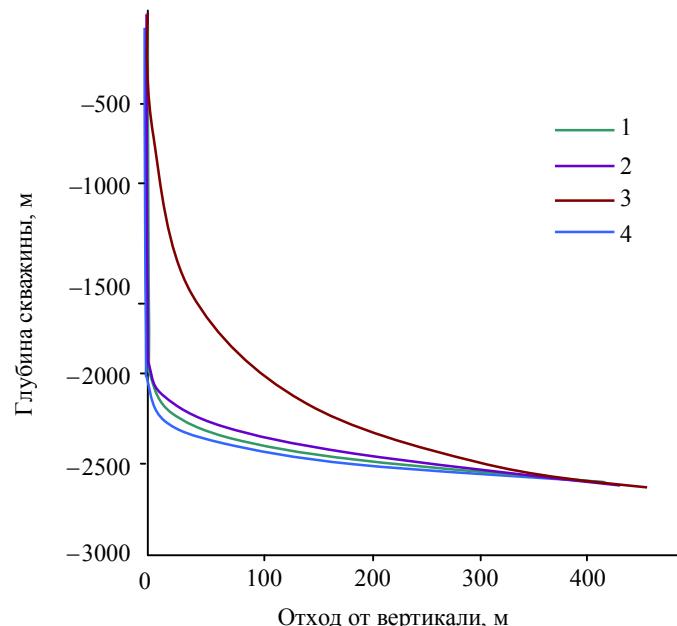


Рис.2. Расчетные траектории профилей скважин на основе параметрических уравнений кривых: биклоиды (1), брахистохроны (2), трактисы (3), тангенциальный профиль (4)

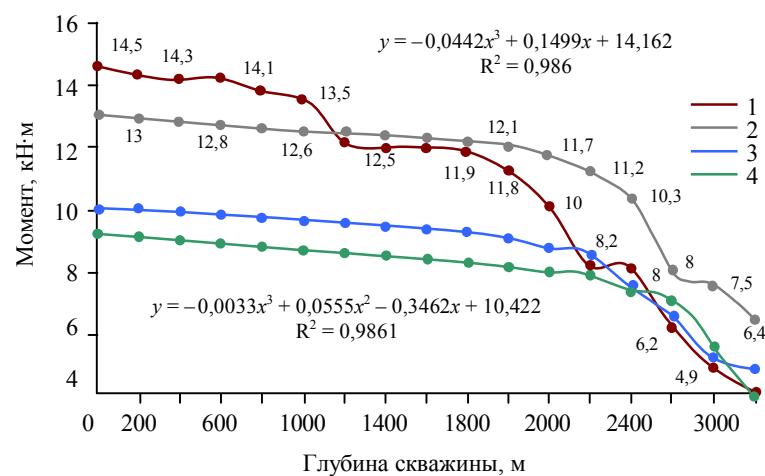


Рис.3. Зависимость изменения момента от глубины скважины
1 – трактиса; 2 – брахистохрона; 3 – биклоида; 4 – тангенциальный профиль

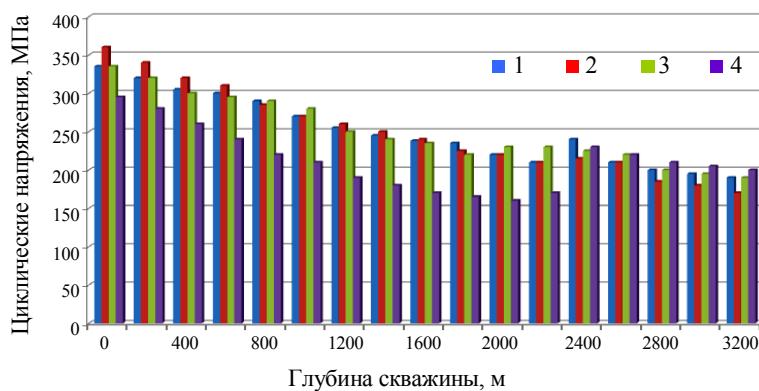


Рис.4. Изменение циклических напряжений в зависимости от глубины и типа профиля
1 – биклоида; 2 – трактиса; 3 – тангенциальный профиль; 4 – брахистохрона



сы. Такой положительный эффект позволит снизить изгибающие и крутильные напряжения в сжатой части бурильного инструмента. Следует отметить, что плавное изменение кривизны практически до устья приводит к повышению момента в верхнем сечении БК.

Для стали, из которой изготовлены БК и КНБК, предел выносливости при изменении амплитуды цикла изгибающих напряжений изменяется от 930 до 950 МПа.

Результаты исследования циклических напряжений показали, что наибольшие напряжения в верхнем сечении БК испытывает в скважине траектория, профиль которой запроектирован по трактисе и составил 360 МПа. Минимальные напряжения (не более 295 МПа) на устье испытывает инструмент с профилем скважины – брахистохрона. Напряжения в БК с профилем скважины, биклотоида и тангенциальный составили 335 МПа.

В средней части траектории скважины (интервал от 1200 до 2200 м) напряжения, действующие на БК, профиль которых запроектирован на основе кривых биклотоиды, тангенциального и трактисы имеют одинаковые значения от 260 до 220 МПа. При этом напряжение в указанном интервале в скважине с брахистохроной имеет наименьшее значение – не более 160 МПа. От глубины 2200 до забоя наименьшее напряжение испытывает инструмент в скважине с трактисой. Напряжения, действующие на БК с данным профилем, в нижнем интервале по сравнению с другими профилями ниже не менее чем на 10 % и составляют: трактиса – 170, брахистохрона – 200, биклотоида и тангенциальный профиль – 190 МПа.

При проведении вычислительных экспериментов также были проанализированы эквивалентные напряжения (VonMises) и коэффициент усталости при вращении БК с нагрузкой и без нагрузки инструмента. Анализ результатов исследований усталости БК показал, что в верхнем интервале от устья до 600 м для профилей (биклотоида, трактиса и тангенциальный) коэффициент равен нулю. Причем для профиля, запроектированного по брахистохроне, коэффициент усталости практически до глубины 1900 м не превышает 0,2. Это подтверждает, что на бурильный инструмент в скважине, профиль которой представлен брахистохроной, действуют наименьшие амплитуды циклов переменных сжимающих и изгибающих напряжений. При этом с глубины 2000 до 3200 м коэффициент усталости возрастает во всех профилях скважин и составляет: брахистохрона – 1,8, биклотоида – 1,7, трактиса – 1,6. Наиболее низкий коэффициент соответствует тангенциальному профилю – не более 0,8, что определяет возможность долговечности БК в скважине.

Наибольшие эквивалентные напряжения на устье наблюдались в скважине с профилем, запроектированным по трактисе, и составили 440 МПа, а осевые (Axial) напряжения – 500 МПа. При этом в интервале 2200-3200 м в скважине, траектория профиля которого представлена трактисой, наблюдалось снижение напряжений. Например, в интервале 2600-2800 м осевые и эквивалентные (результирующие) напряжения, действующие при подъеме на КНБК, составили: трактиса – 200, брахистохрона 250, тангенциальный профиль – 230, биклотоида – 250 МПа. Данный показатель еще раз подтверждает, что БК в скважине профиль, представленный трактисой, в нижнем интервале (участке эксплуатации КНБК) испытывает наименьшие скручивающие напряжения.

Вычислительные эксперименты также предусматривали проведение исследований сил (напряжения), действующих на БК в процессе СПО, угла закручивания (спирального изгиба) инструмента при бурении. Анализ результатов исследований зависимости натяжения, синусоидального изгиба, а также угла закручивания БК при СПО и бурении от глубины скважины с разными профилями показал, что наибольшее натяжение в верхнем сечении инструмента соответствует траектории, запроектированной по параметрическим уравнениям трактисы, и составило 1100 кН. Для остальных профилей: брахистохрона и тангенциальный – 990, биклотоида – 960 кН. Наибольшая потеря веса инструмента за счет спирального изгиба (в интервале от 2000 до забоя) соответствует профилю, содержащему брахистохрону, и составила более 1000 кН. По остальным профилям угол закручивания – не более 200 кН. При этом необходимо отметить, что осевая нагрузка на долото 100 кН для профиля брахистохрона возможна с глубины (интервал сжимающей нагрузки, действующей на инструмент) 1600 м. Анализ силовых показателей по остальным профилям показал, что сжатая часть бурильной колонны находится в интервале намного ниже и варьируется на глубине 2150-2250 м. Следует отметить положительную сторону профиля брахи-



стохона при исследовании синусоидального изгиба. Данная форма изгиба в рассматриваемом профиле начинается с глубины 1800 м и продолжается до забоя. При этом потеря устойчивости практически отсутствует в интервале от 0 до 1800 м. В остальных профилях начало синусоидального изгиба соответствует интервалу 600-3200 м.

На завершающем этапе вычислительных экспериментов были проведены расчеты поинтервальных гидравлических сопротивлений в зависимости от типа рассматриваемого профиля. Исследования показали, что перепад давления на устье для всех профилей имел практически одинаковое значение и составил от 17,6 до 18,0 МПа. Давление на забое с учетом перепада давления в долоте составляло 40 МПа и в затрубном пространстве на глубине 3200 м не более 33 МПа.

В результате проведенных исследований определены поинтервальные напряжения бурильного инструмента при его эксплуатации. Однако оценить и выбрать наилучшую траекторию из имеющихся четырех альтернатив профиля скважины только по интерпретации расчетных выходных данных не представляется возможным, так как каждый профиль имеет качественную положительную оценку в определенном интервале бурения.

Метод анализа профилей скважин. Для решения задачи, направленной на создание методики выбора наилучшего профиля из заранее известных нескольких (траекторий, участков профилей) альтернатив, имеющих количественные (численные) либо качественные оценки по множеству параметров, применяется многокритериальный метод экспертных оценок.

Для оптимизации профилей по установленным критериям и назначения их уровней в работе был использован метод, разработанный американским математиком Томасом Саати [9]. При постановке задачи выбора альтернативы с большим количеством оценок наиболее применим метод анализа иерархий (МАИ). Одним из главных преимуществ МАИ является возможность учитывать одновременно количественные и качественные оценки. На первом этапе применения МАИ производится структурирование проблемы выбора в виде иерархии – набора параметров, имеющих значение наилучшей альтернативы [4].

Из всего набора данных, полученных в результате моделирования в системе LANDMARK – модуле WELLPLAN™ Torque/Drag, отсеивались незначительные параметры (извилистость ствола, кавернозность, азимутальное отклонение и др.), не влияющие принципиально на принятие решения выбора профиля. Остальные параметры (интенсивности искривления и радиусы участков траектории, технические характеристики материалов оборудования, характеристики вскрываемых объектов и мест и характеристики устанавливаемого оборудования для последующей эксплуатации скважины и др.) оценивались по степени их влияния на принятие решения выбора альтернативы в соответствии с МАИ, т.е. присвоения им весового значения w .

Суть данного метода заключается в представлении оценок m альтернатив по некоторому числу n параметров в виде прямоугольной матрицы P размерностью $m \times n$ и ее последующей статистической обработки.

Каждый параметр на уровне критериев имеет свой вес w_i , причем их сумма равна единице:

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1. \quad (1)$$

По умолчанию, если все параметры одинаково важны, то их вес принимается равным

$$w_i = \frac{1}{n}. \quad (2)$$

После определения весов параметров производится структурирование проблемы выбора в виде иерархии. В общем виде иерархия строится от вершины через промежуточные уровни – критерии к самому нижнему уровню, на котором располагался набор альтернатив (рис.5).

На завершающем этапе МАИ каждой i -й альтернативе приписывается числовое значение x_i , которое характеризует оценку i -й альтернативы по всем критериям n . Альтернатива с самой высокой оценкой x признается наиболее предпочтительной.

В процессе исследования используются два вида критериев оценки траектории профилей – количественные и качественные. Количественные критерии основываются на субъективной оценке профиля скважины экспертом. Количественные критерии предполагают определение значений

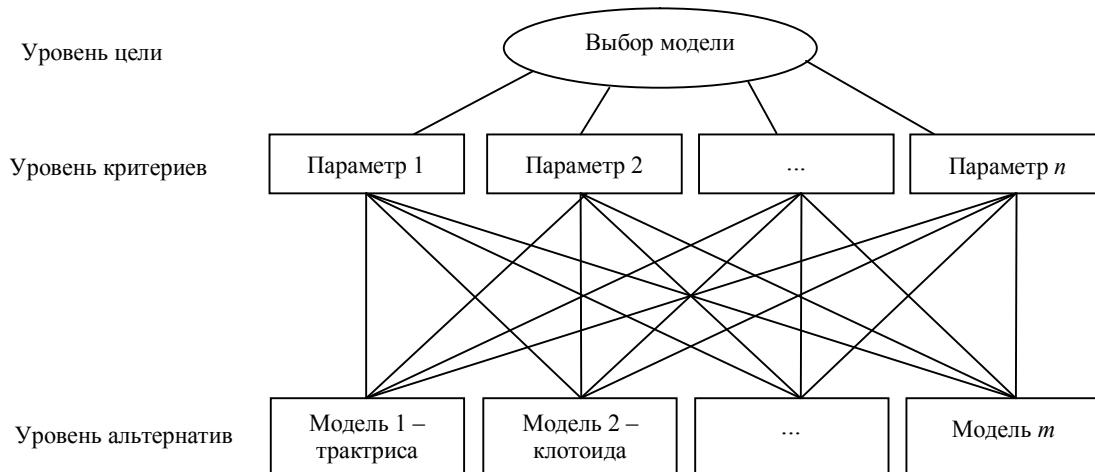


Рис.5. Иерархия выбора оптимальной модели

параметров качества, численно отражающих степень сходства построенной модели и модели, имеющей эталонные значения по рассматриваемым параметрам. Если точность какого-либо параметра при выборе реализации модели имеет большую важность, то ему присваивается больший вес w_i .

После определения весов исследуемых параметров профиля получают оценки для каждой модели (альтернативы) по каждому из параметров. Если какой-либо параметр не позволяет оценить альтернативу численным значением, то строится матрица предпочтений альтернатив x для каждого параметра на основе опроса эксперта с использованием специальной шкалы интенсивности относительной важности. Опрос производится попарным сравнением альтернатив по рассматриваемому качественному критерию.

Элементы матрицы x должны были обладать следующим свойством:

$$x_{ij} = \frac{1}{x_{ji}}. \quad (3)$$

После построения матрицы предпочтений производится ее обработка с целью получения нормированных весов сравниваемых факторов. Для каждого из параметров n матрицы находится и нормируется компонент собственного вектора w_i матрицы x по формулам:

$$w_i = \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n x_{i,j}}, \quad (4)$$

$$w_{i\text{норм}} = \frac{w_i}{\sum_{i=1}^n w_i}. \quad (5)$$

Далее находится максимальное собственное значение матрицы предпочтений x

$$\lambda_{\max} = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^n x_{i,j} \right) w_{j\text{норм}} \quad (6)$$

и проверяется условие

$$\lambda_{\max} \geq n. \quad (7)$$

Если условие (7) соблюдается, то вычисляется и проверяется индекс согласованности матрицы x

$$I_c = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}, \quad (8)$$



$$I_c \leq 0,2. \quad (9)$$

Если условия (7) и (9) выполняются, то значения w_i принимаются как оценки, в обратном случае матрица x формируется заново, с более высокими требованиями к оцениванию превосходств.

Расчет субъективных оценок по формулам (3)-(9) можно применить при оценке профилей скважин по какому-либо качественному критерию, либо при формировании весов параметров, узнав у заказчика (геологической службы недропользователя), какие из параметров профиля для него более значимы.

После построения иерархии выбора альтернативы предлагается алгоритм выбора профиля скважины (рис.6).

На основании предложенного алгоритма разработана компьютерная программа многокритериального анализа профилей скважин [6], проведен анализ траекторий профилей четырех рассмотренных скважин. Представлены модели: трактиса, тангенциальный профиль, биклтоида, брахистохона. В качестве исследуемых параметров выступали моментно-силовые характеристики работы бурильного инструмента в скважине. Выбор параметра для реализации модели основывался на весовых показателях.

В результате проведенных расчетов на основе представленного алгоритма с учетом качественных и количественных критериев выявлено, что трактиса имеет наименьшее отклонение от параметров эталонной модели, а значит, является наиболее приемлемой для бурения скважины роторными управляемыми системами.

Выводы

1. В результате проведенного анализа были получены количественные оценки профилей скважин, рассчитанных на основе параметрических уравнений кривых (биклтоиды, брахистохроны, трактисы, тангенциального профиля), отражающих моментно-силовые показатели работы бурильного инструмента с учетом равнозначных условий (параметров) бурения, конструкции и свойств бурового раствора.

2. Проведение вычислительных экспериментов не позволило оценить и точно выбрать наиболее подходящую траекторию, представленную трансцендентными кривыми, так как каждый профиль имеет качественную положительную оценку в определенном интервале бурения.

3. Применение разработанного алгоритма с учетом качественных и количественных критериев оценки траектории профиля позволяет выявить наименьшее отклонение от параметров эталонной модели и определить наиболее приемлемую для бурения скважины с заданными начальными условиями (глубина по вертикали, отход, интенсивность и т.д.) с использованием роторных управляемых систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Двойников М.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2013. № 4. С. 40-44.
2. Двойников М.В. Исследование характеристик профилей наклонно направленных скважин, представленных одной линией // Бурение и нефть. 2014. № 6. С. 19-20.



3. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин // Записки Горного Института. 2017. Т. 223. С. 86-92. DOI:10.18454/PMI.2017.1.86
4. Кучумов Р.Я. Программно-информационное обеспечение экспертной оценки качества гидродинамических моделей разработки месторождения методом Саати // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2012. № 6. С. 13-19.
5. Разработка универсального матобеспечения для моделирования динамики колонны труб / В.С.Тихонов, А.И.Сафонов, Х.Р.Валиуллин и др. // SPE-171280-RU. 2014.
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2014617085 РФ. Метод анализа профилей скважин / А.В.Ошибков, М.В.Двойников, Ж.М.Колев, Д.Д.Водорезов. Опубл. 20.08.2014
7. Farah Omar F. Direction well desing, trajectory and survey calculations, with a case study in fiale, asal rift, Djibouti / United Nations University. 2013. Orkustofnun, Grensasvegur 9. Number 27. IS-108 Reykjavik, Iceland. P. 627-623.
8. Liu X.H. Downhole Propulsion/Steering Mechanism for Wellbore Trajectory Control in Directional Drilling / X.H.Liu, Y.H.Liu, D.Feng // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 185-190.
9. Saaty T.L. The Analytic Hierarchy Process. New York: McGraw Hill. 1980. 280 p.
10. Samuel R. Ultra-Extended-Reach Drilling (u-ERD: Tunnel in the Earth) – A New Well-Path Design // SPE/IADC 119459. 2009.
11. Samuel R. Wellbore Trajectory Control Using Minimum Well Profile Energy Criterion for Drilling Automation // SPE-170861-MC. 2009.
12. Zheng S.J. Calculation Method for WOB Conducting of Directional Well / S.J.Zheng, Z.Q.Huang, Wu H.J.A. // Applied Mechanics and Materials. 2013. Vol. 318. P. 196-199.

Автор М.В.Двойников, д-р техн. наук, профессор, dvoinik72@gmail.com (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья поступила в редакцию 19.07.2017.

Статья принята к публикации 26.02.2018.