

Моделирование работ в скважинах обеспечивает снижение стоимости и улучшение результатов

Рик Бехенна

Well Intervention Modeling: Reducing Cost and Improving Success Rates

Rick Behenna

Современные скважины имеют намного более сложные профили и конструкцию, по сравнению со скважинами, пробуренными пару десятков лет назад. Но во многих строящихся сегодня скважинах в будущем придется проводить различные виды работ с использованием установок гибких труб, каротажных и кабельных лебедок, а также станков КРС или гидравлических установок для ремонта скважин. При использовании современных технологий и оборудования для проведения работ в скважинах специалисты сталкиваются с решением сложных задач, связанных с необходимостью выполнения операций в скважинах с высоким соотношением глубины по стволу с вертикальной глубиной, многозбойных, а также в скважинах с протяженными горизонтальными участками или интервалами ствола с большими углами отклонения. Задача еще более усложняется, когда операторам месторождений необходимо, чтобы сервисные компании выполнили работы в действующих скважинах, а в некоторых случаях даже без остановки скважины для исключения простоя, связанного с необходимостью ее глушения, а также повреждения пласта жидкостью для глушения, и для предотвращения потери части добычи.

Одним из самых полезных инструментов, которым могут воспользоваться операторы или сервисные компании для разработки и успешного выполнения программы работ в скважине, является специально созданная компьютерная программа предварительного моделирования сложных операций в скважинах. Несмотря на то, что ПО для расчета скручивающих и осевых нагрузок уже довольно давно используется в бурении, его активное применение для моделирования работ в скважинах началось лишь недавно. Доступное когда-то лишь крупным компаниям, которые могли профинансировать разработку собственного специализированного программного обеспечения, сегодня ПО для моделирования работ в скважине может использоваться любой компанией, понимающей ценность информации, получаемой при использовании такого средства для планирования программы работ. Пользователь такой программы имеет возможность прогнозировать потенциальные проблемы при моделировании в виртуальной среде, не дожидаясь их возникновения в ходе непосредственного выполнения операции. Риски, связанные с проведением операций в скважине, определяются с помощью анализа влияния основных параметров, а также исследований типа “что будет, если”, которые позволят специалисту, готовящему программу работ, предусмотреть для мероприятия на случай возникновения внештатных ситуаций.

Общие исходные параметры и результаты

Хотя для каждого метода выполнения работ в скважине используются конкретные исходные параметры, характерные только для данного способа спуска приборов и оборудования, довольно большое число исходных параметров, необходимых для успешного моделирования работы в скважине, независимы от применяемого способа спуска. Исходные данные, необходимые для моделирования работы в скважине при любом способе спуска оборудования, включают:

Today's wells have become increasingly more sophisticated than those of a generation ago. However, the well you drill today is the well you may perform well interventions on in the future with coiled tubing, wireline, slickline, workover rig or hydraulic workover units. Increasing measured depth to true vertical depth ratios, multilateral wells, and long horizontal and highly deviated sections challenge today's well intervention methods to their very limits. To increase the challenge further, today's operators often expect service companies to be able to perform well interventions on live wells, and in some cases, on flowing wells, in order to eliminate the down-time associated with killing the well with liquid, lost production, and the formation damage that often results from such liquid exposure.

One of the most useful tools available to assist operating or service companies design and perform successful well intervention services is “built for purpose” computer software for pre-job modeling of challenging well intervention operations. While hydraulic and “torque and drag” software has long been used in the drilling industry, its use in well intervention modeling is only now becoming commonplace. Once available only to large companies who could fund internal development of their own software, well intervention modeling software is now available to any company that recognizes the need for the invaluable information job modeling provides. The software allows the user to anticipate problems in the “virtual world” before they occur downhole. Intervention risks are identified by performing sensitivity analyses on critical input parameters, and performing “what-if” analyses that allow the user to plan for contingencies that fall outside the scope of the planned operation.

Common Inputs / Output

While each intervention method has some specific input to the software which is only applicable to that method of conveyance, much of the input required to successfully model a well intervention is independent of the conveyance method used. Required information for all well intervention methods include:

- **CT / Cable / wire** - Dimensions and physical characteristics (such as minimum yield stress or breaking strength) of the tubing, wireline, and bottom hole assembly (BHA). For the BHA, the presence of rollers, centralizers, and knuckle joints should be specified.
- **Well** - An accurate wellbore schematic showing well geometry, and a detailed wellbore survey relating inclination and azimuth to depth are mandatory. Anticipated well pressure and pump rates, or production rates during the operation are also required.
- **Fluids** - Characteristics of the fluid in the wellbore, and for the case of CT or HWO, the properties of fluids pumped. Depending on the fluid type, such properties might include density, viscosity, yield point, water fraction, and gas/liquid ratio. This information is important to calculate buoyant force, as well as fluid drag and lift effects.
- **Friction Data** - In deviated or horizontal wells, the mechanical friction coefficient is of key importance for pre-job modeling. Coefficients determined from previous operations on the well or similar wells are preferred, though not often available. While these coefficients can readily be calculated by post-job surface weight matches from previous interventions on the well or on similar wells, this seems to be seldom done in practice. In lieu of actual values, commonly accepted values

- Гибкие трубы/Кабель/Канат – диаметры, габариты и физические свойства (например, минимальный предел текучести или прочность на разрыв) НКТ, каната и забойной компоновки. Для забойной компоновки - наличие роликов, центраторов и шарнирных соединений.
- Скважина – точная схема ствола скважины, показывающая геометрию ствола, а также обязательно необходимы данные детальных исследований в стволе, от направления и азимута до глубины. Ожидаемое давление в скважине и уровень циркуляции или дебит скважины.
- Жидкости – характеристика скважинных жидкостей, а в случае применения гибких труб или гидравлической установки – свойства закачиваемых жидкостей. В зависимости от типа жидкости эти свойства могут включать такие параметры, как плотность, вязкость, ДНС, содержание воды, а также газовый фактор. Эта информация является важной для подсчета архимедовой силы, а также уровня трения жидкости и влияния подъемной силы.
- Данные о трении – в наклонных или горизонтальных скважинах коэффициент механического трения имеет ключевое значение для предварительного моделирования работы в скважине. Предпочтительно использовать коэффициенты, определенные по результатам предыдущих операций в скважине или подобных скважинах, хотя они не всегда являются доступными. Хотя эти коэффициенты могут быть легко рассчитаны с помощью сопоставления веса в атмосферных условиях после выполнения работы с результатами, полученными при выполнении работ в этой или подобных скважинах, на практике это делается редко. Вместо фактических величин, обычно используемые величины находятся в диапазоне от 0,15 до 0,5 в зависимости от типа жидкости в скважине и степени неровности стенки скважины. Если фактическая величина неизвестна, важно выполнить параметрический анализ для этой переменной.

Подобно тому, как для различных методов выполнения работ в скважине совпадают исходные данные, многие результаты и ответы на вопросы, полученные в ходе моделирования, будут совпадать независимо от способа выполнения работы. В ходе любого предварительного моделирования работы в скважине необходимо получить ответ на следующие основные вопросы:

- Возможен ли безопасный спуск забойной компоновки на НКТ или кабеле до заданной глубины и ее последующее извлечение, без превышения максимально допустимых уровней нагрузки на НКТ или кабель? В случае отрицательного ответа, какие необходимо внести изменения чтобы это стало возможным?
- При необходимости использования усилия для посадки или снятия какого-либо забойного инструмента, например, для перемещения скользящей муфты, зарядки ясса, разбуривания пробки и т.п., возможно ли создание усилия необходимого уровня с помощью НКТ или кабеля без превышения максимально допустимых для них рабочих нагрузок?
- В случае прихвата оборудования, каким образом может быть точно определена точка прихвата? Кроме того, какое усилие можно прикладывать к прихваченному оборудованию для его освобождения, и одновременно недопущения его повреждения?

Приведенные ниже примеры демонстрируют, каким образом специализированное программное обеспечение позволяет получить ответы на вышеприведенные вопросы, а также на конкретные вопросы, относящиеся к описываемому методу проведения работ в скважине.

Работа кабельной лебедкой

Заказчику необходимо провести ГИС в необсаженном стволе в расположенном на большой глубине интервале S-образной скважины с большим искривлением ствола. Угол отклонения скважины от вертикали составлял 68° до глубины 4419,6 м, после которой угол падает до 35°. Проектная глубина – 5870,5 м, по вертикали – 3575,3 м, отход – 3996 м. Скважина заполнена буровым раствором с высоким ►►

range from 0.15 to 0.5 depending on the fluids in the well and the roughness of the wellbore surface. If the actual value is not known, it's important to perform a parametric sensitivity analysis on this variable.

Just as the various intervention methods share considerable common input data, much of the output data and questions answered from the modeling runs will also be the same regardless of the intervention method. The primary questions to be answered in any pre-job modeling are:

- Can the tubing or wireline and BHA be deployed to the desired depth and returned to surface safely without exceeding the limits of the pipe or wireline? If not, what changes might be made that would allow for this?
- If a set down force or pickup force is required downhole (for shifting sleeves, actuating jars, milling a plug, etc) can the tubing or wireline generate the required force without exceeding its operating limits?
- If the equipment becomes stuck, how can the stuck point be accurately determined? In addition, what amount of force can be safely applied at surface in order to free the equipment, while avoiding any equipment damage?

The following examples show how these questions and those specific to the intervention method being considered can be answered with well intervention software.

Wireline example

An operator needs to run open hole logs in a deep, high-angle “S” shaped well. The sail angle is 68 degrees to a depth of 14500 ft, where inclination drops to 35 degrees. TD is 19260 ft with a TVD of 11730 ft and an outstep of 13110 ft. The well is filled with highly viscous drilling mud. The logs will be run in the open hole section from 17250 ft to TD. From past experience in similar wells, the user of the model has a high degree of confidence using a friction coefficient of 0.25 in the cased hole section and 0.35 in the open hole section. The primary concerns are whether the 3100 lb toolstring can be run to TD in this well without the cable going into compression in the long sail section, selection of the proper weak point setting for the operation, and whether the 22,000 lb breaking strength rating for the cable is sufficient to pull the tension required. Several runs were made with wireline intervention modeling software to arrive at the plot shown in **Figure 1**, which answers these questions. ►►



Figure 1: Composite plot showing proximity to compression limit line for the RIH condition and the weak point limit and yield limit lines for the POOH condition

Рис. 1: Сводная диаграмма, показывающая зону приближения к кривой предела прочности на сжатие при спуске в скважину, а также кривые предельного значения калибровки механического соединения в кабельном наконечнике и условного предела текучести при подъеме из скважины.

высоким уровнем вязкости. ГИС проводится в необсаженном интервале с глубины 5257,8 м. На основе предыдущего опыта моделирования в подобной скважине, пользователь программы моделирования с большой долей уверенности использовал коэффициент трения 0,25 для участка ствола со спущенной колонной и 0,35 для необсаженного интервала. Основные вопросы заключались в том, возможен ли спуск каротажной сборки весом 1406 кг до проектной глубины в этой скважине без возникновения чрезмерной сжимающей нагрузки на кабель в сильно искривленном интервале, как определить для данной работы уровень калибровки механического соединения в кабельном наконечнике, разрывающегося при прихвате каротажного прибора, а также является ли достаточным уровень прочности кабеля на разрыв 9979 кг для создания требуемого натяжения? Было несколько раз проведено моделирование работы каротажным прибором в скважине с помощью соответствующего ПО, и в результате получена диаграмма, приведенная на Рис. 1, которая дает ответы на эти вопросы.

В левой части диаграммы показаны зоны приближения для кривой прогнозных значений веса в поверхностных условиях при спуске в скважину для прибора с роликами и без роликов. Для случая без роликов кривые предела прочности на сжатие и спуска в скважину отделяет лишь 18 кг, что является неприемлемым запасом. Однако при использовании прибора с роликами, полагая 50% снижение сопротивления трения для каротажной сборки, эти кривые отделяются уже с допустимым запасом 170 кг. В правой части диаграммы видно, что максимальный ожидаемый уровень натяжения 4309 кг при подъеме из скважины находится в пределах диапазона рабочих характеристик выбранного кабеля. Для калибровки механического соединения на кабельном переводнике был выбран уровень 2267 (+/- 68) кг, обеспечивающий адекватный уровень натяжки выше ожидаемого натяжения кабеля при подъеме и запас по натяжке, который может потребоваться при необходимости освобождения прихваченного инструмента без превышения предела текучести кабеля 6441 кг. На основе проведенного моделирования операция в скважине может считаться выполнимой.

Операция с использованием гибких труб

С помощью установки гибких труб необходимо удалить песчаную пробку возлза забоя скважины с проектной глубиной 3200,4 м и горизонтальным участком 1371,6 м. При заканчивании в скважину была спущена лифтовая колонна 4,5 дюйма на глубину 2072,6 м и хвостовик 5,5 дюйма со щелевидным фильтром до проектного забоя. Ствол скважины имеет угол наклона 65° в интервале 548,6 – 1706,9 м ниже которого начинается переход в горизонтальный участок. Обратное моделирование с использованием данных натяжения каната, полученных в ходе выполнения предыдущей работы в скважине, показали коэффициент трения 0,28 в наклонном интервале с лифтовой колонной. Однако ниже этой глубины работы не проводились после заканчивания скважины, и коэффициент трения в горизонтальном участке был неизвестен. Приемлемый для использования диапазон коэффициента трения – 0,3 - 0,4, учитывая геометрию ствола и свойства скважинной жидкости. Проводившие моделирование специалисты были уверены, что коэффициент трения можно будет удержать на уровне не выше 0,4, предусмотрев использование значительного количества химвагента для снижения трения. Затем им предстояло выяснить, может ли быть спущена имевшаяся гибкая труба до забоя прежде чем ее продвижение в скважине остановится в результате блокировки при спиральном изгибе трубы, вызванном чрезмерным уровнем трения и контактных усилий на стенках скважины в горизонтальном участке ствола. Использовались гибкие трубы с наружным диаметром 1,75 дюйма и одинаковой толщиной стенки 0,134 дюйма и диаметром 2 дюйма и толщиной стенки 0,156 дюйма. Была также возможность использовать гибкую разнотенную трубу с наружным диаметром 2 дюйма с толщиной стенки от 0,175 до 0,109 дюйма, находившуюся на другом объекте более чем в 1500 км от места проведения работ.

Как показывает Рис. 2, забоя не смогут достигнуть ни гибкие трубы одинаковой толщины диаметром 1,75 дюйма ни диаметром 2 дюйма, даже при использовании весьма оптимистичного коэффициента трения 0,3 для хвостовика со щелевым фильтром. При коэффициенте трения 0,4, прогнозируемая максимальная

On the left side of the plot we can see the proximity of the predicted RIH surface weight lines for the case of the tool with and without rollers. With no rollers, the compression and RIH lines are separated by only 40 lb...an unacceptable margin. However with rollers on the tool, assuming a localized 50% reduction in friction drag at the toolstring, the separation is extended to a marginally acceptable 375 lb.

On the right side of the plot, we see that the maximum anticipated POOH tension of 9500 lb is well within the operating envelope for the cable selected. The 5000 lb (+/- 150 lb) weak point at the cable head has been selected so as to give adequate over pull above the expected POOH cable tension, providing an over pull margin that can be utilized to help free stuck tools if required, without exceeding the 14200 lb yield limit of the cable. Based on these modeling runs, the intervention operation is considered feasible.

Coiled tubing example

A sand bridge needs to be cleaned out with CT near the toe of a 10500 ft TD well with a 4500 ft horizontal lateral section. The well is completed with 4.5" production tubing to 6800 ft, and a 5.5" slotted liner to TD. The well is inclined at a 65 degree angle from 1800 ft to 5600 ft, where it begins to build to horizontal. Reverse modeling of slickline tension data from previous well work indicates a friction coefficient in the inclined production tubing of 0.28. However no work has been done below this depth since the well was completed, so the friction coefficient in the horizontal section is unknown. A reasonable range of friction coefficients given the well geometry and fluids in place is 0.3 to 0.4. The user feels certain they can keep the friction coefficient at or below 0.4 and have provided for aggressive use of friction reduction additives. The user now needs to determine if the strings available to them can reach TD before helical lockup caused by excessive drag and wall contact force in the horizontal section halts the CT's progress into the well. Available string sizes are 1.75" OD, 0.134" wall and 2" OD, 0.156 wall non-tapered strings. A 2" OD tapered wall thickness string ranging from 0.175" to 0.109" wall is available from another service location 1000 miles away.

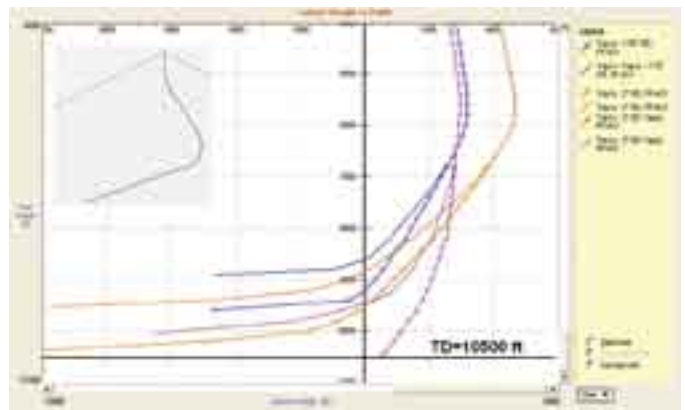


Figure 2: Plot shows the effect of friction coefficient and tubing dimensions on helical lockup depth in a long horizontal well. Only the tapered wall string is capable of reaching TD.

Рис. 2: На диаграмме показано влияние коэффициента трения и размеров труб на глубину возникновения блокировки при спиральном изгибе в горизонтальном участке скважины. До проектного забоя может быть спущена только колонна разнотенных гибких труб.

Figure 2 indicates that neither the 1.75" nor 2" OD straight wall strings would be expected to reach TD, even with the "best case" slotted liner friction coefficient estimate of 0.3. With a friction coefficient of 0.4, the maximum depth of either string predicted before helical lockup occurs is 9530 ft, about 1000 ft short of TD. However the 2" tapered wall thickness string is predicted to easily reach TD if the friction coefficient is 0.3. With a value of 0.4, helical lockup is predicted at 10040 ft. The tapering wall thickness allows the heavy, thick wall pipe to be positioned above the heel of the well, where it provides helical buckling resistance.

глубина спуска для обеих колонн гибких труб до возникновения блокировки при спиральном изгибе составляет 2904,7 м, примерно 305 м не доходя до забоя. Однако прогноз показал также, что разностенная труба 2 дюйма легко достигнет проектного забоя при коэффициенте трения 0,3. При коэффициенте трения 0,4, блокировка при спиральном изгибе возникнет на глубине 3060 м. При использовании разностенной гибкой трубы, толстостенный участок трубы будет располагаться над нижней частью стенки скважины, обеспечивая, таким образом, сопротивление спиральному изгибу. Однако в горизонтальном участке, легкая труба с толщиной стенки 0,109 дюйма обеспечивает снижение механического трения, действующего в направлении, противоположном перемещению участка трубы, тем самым уменьшая тенденцию к возникновению спирального изгиба. На основе проведенного анализа заказчик решил понести дополнительные затраты на доставку разностенной гибкой трубы для выполнения данной работы.

Вывод

В современных условиях, компании-операторы и сервисные компании проводят предварительное моделирование работы в скважине для подготовки программы работы и выяснения возможности реализации различных сценариев проведения работы в скважинах, строительство которых еще только планируется. В данной статье приведено описание лишь нескольких из бесчисленного множества вариантов работ в скважине, которые могут быть проанализированы с помощью специального ПО. Она также иллюстрирует необходимость применения специальных программ для определения возможности выполнения работы и ее оптимизации в сложных условиях современных скважин. В условиях, когда убытки при неудачной операции в скважине могут быть огромны и безопасности выполняющего операцию персонала уделяется значительное внимание, все большее число компаний-операторов рассматривают предварительное моделирование работы в качестве одного из требований, а не просто опциональной формальности. ■

However in the horizontal section, the light, 0.109" wall pipe serves to reduce mechanical drag acting against the direction of movement, thus reducing helical buckling tendency. Based on the analysis, the user elects to pay the additional expense of importing the tapered wall string to perform the intervention.

Conclusion

Today, operating companies, as well as service companies, model well interventions to validate job designs and to examine the feasibility of various well intervention scenarios on wells that are still in the planning stages. While the preceding discussion only touches on a few of the myriad topics that can be investigated with well intervention modeling software, it does illustrate the need for "built for purpose" software to determine job feasibility and to optimize intervention work in today's challenging wells. Where the cost of a failed intervention operation can be exorbitant, and the safety of those on site is paramount, more and more operators are regarding pre-job modeling as a requirement, rather than a formality. ■

Author:

Rick Behenna is the Canadian Operations Manager for CTES, L.P. located in Calgary, Alberta, Canada.

Об авторе:

Рик Бехенна работает Менеджером по производству компании CTES, L.P. в Калгарии, провинция Альберта, Канада.

В ФОКУСЕ: ПРОДУКЦИЯ, ПРОЦЕССЫ, ПЕРСОНАЛ, ПРОЕКТЫ?.. НА КАРТЕ: ВАША РЕПУТАЦИЯ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ

БУДЬТЕ УВЕРЕНЫ В СВОИХ АКТИВАХ

ПО ВСЕЙ ДЛИНЕ ПРОИЗВОДСТВЕННО-СБЫТОВОЙ ЦЕПОЧКИ



Инспекционные услуги / Inspection

- контроль количества и качества нефти, нефтепродуктов, газов, продуктов нефтехимии
- калибровка резервуаров
- проверка качества оборудования и материалов
- технический надзор за строительными работами

Тестирование / Testing

- поставка лабораторий под ключ
- неразрушающий контроль оборудования и материалов

Подтверждение соответствия / Certification

- сертификация ГОСТ Р и разрешения Ростехнадзора
- сертификация для целей экспорта, CE-маркировка
- ISO 9001:2000, ISO 14001, OHSAS 18001

Техническая экспертиза / Technical Consultancy

- консалтинг по вопросам блендинга, введение присадок в нефтепродукты
- рекрутмент и лизинг технического персонала
- сопровождение инвестиционных проектов

Наш стенд на выставке "Нефтегаз 2006": **23B95**
Москва, Экспоцентр, 19-23 июня

Специальное предложение в рамках выставки:

WWW.RU.SGS.COM/NEFTEGAZ

SGS

WHEN YOU NEED TO BE SURE