

НЕ БУРИТЬ ВСЛЕПУЮ

ГЕОПРОСТРАНСТВЕННАЯ НАВИГАЦИЯ ДЛЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

Новые технологические разработки обещают избавить операторов от прокладки лишних скважин, своевременно уточнить характеристики месторождений, а также существенно повысить скорость и эффективность бурения.

Продолжающееся падение нефтяных цен, которое получило дополнительное (и, судя по всему, долговременное) ускорение после декабрьского саммита ОПЕК в Вене, все больше стимулирует разработку и расширенное применение новых технологий, способствующих снижению себестоимости добычи углеводородов.

Среди них — метод геопропространственной навигации компании Baker Hughes.

На первый план все отчетливее выступают так называемые непрямые производственные затраты, связанные с этапами, предшествующими промышленной разработке месторождения. Особенно это сопряжено с проведением ГРП и прокладкой разведочных скважин в сложных геологических формациях и жестких условиях окружающей среды. Сопутствующие этим процессам погрешности определения особенностей структуры резервуаров и их емкости обычно приводят к нарастанию непродуктивных расходов на бурение лишних скважин, а также к недостаточно точной оценке сейсмических рисков и уровня предельной добычи.

Лишние скважины — нелишние деньги

К тому же, несмотря на общее снижение суточных ставок на аренду буровых платформ, о чем уже рассказывала «Вертикаль», затраты на их использование по-прежнему составляют весомую часть добавочного прироста себестоимости конечной продукции, и их сокращение может стать важной статьей экономии эксплуатационных расходов. Заметим, что эффективное время использования буровых (собственно для прокладки и укрепления скважин) на сегодняшний день не превышает 45% всего периода, оплаченного арендатором (см. «Типовое распределение рабочего времени...»).

Одним из основных путей повышения экономической эффективности проектов (который позволяет избежать чрезмерных объемов дорогостоящего разведочного бурения, сократить время прокладки промышленных скважин и существенно снизить степень неопределенности данных сейсмической разведки) в настоящее время является использование методов геопропространственной навигации с комплексным анализом и 3D-реализацией полученных данных.

Эта технология дает возможность более точного определения структуры углеводородного резервуара путем картографирования его границ в режиме реального времени без лидерных скважин, которые обычно прокладываются для определения характеристик породы перед прокладкой горизонтальной части промышленной скважины.

Для получения более наглядного представления об архитектуре и емкости резервуара применяется азимутальное сканирование удельных сопротивлений на больших глубинах с комплексной интерпретацией возможных геологических сценариев и с современной визуализацией.

По оценкам западных отраслевых медиа, применение этих методов позволяет осуществлять удаленное определение границ резервуара (нефтегазового коллектора) на расстоянии до от ствола по изменениям азимуталь-

ной чувствительности породы вокруг скважины.

Навигация в геопропространстве: как это работает?

Примером перспективной разработки в этой области представляется технология VisiTrak, выход которой на рынок был анонсирован разработчиком —

Падение цен на нефть стимулирует разработку и расширенное применение новых технологий, способствующих снижению себестоимости добычи углеводородов

компанией Baker Hughes (США) в сентябре 2015 года (см. «Основные модули...» и «Основные характеристики...»).

ТИПОВОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ БУРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ





Источник: Baker Hughes

Работа системы базируется на данных электромагнитных измерений, которые широко применяются в каротажных приборах (LWD) для

Погрешности определения особенностей структуры резервуаров и их емкости приводят к нарастанию непродуктивных расходов на бурение лишних скважин

измерения забойных параметров на больших глубинах. Замеры осуществляются при помощи обмоток излучателя и приемника, причем обмотки излучателя питаются переменным током, что способствует генерированию переменного магнитного поля в породе.

Это поле порождает в проводящей части окружающего пласта

Новая технология позволяет более точно определить архитектуру углеводородного коллектора в режиме реального времени без лидерных скважин

токи Фуко, в свою очередь, генерирующие вторичное магнитное поле, параметры которого регистрирует приемное устройство, чувствительность которого обусловлена особой геометрией обмоток.

Методы геопроостранственной навигации дают возможность осуществлять удаленное определение границ резервуара на расстоянии до 30 метров от ствола скважины

Исследования принятого сигнала позволяют судить о характеристике породы, через которую проходит первичный импульс. В данной системе геопроостран-

ственной навигации используется два типа обмоток, расположенных в двухмодульной нижней части бурильной колонны, которые предназначены а) для коаксиально-дифференциальных измерений и б) для абсолютных измерений поперечной составляющей.

Излучатель для коаксиальных измерений размещен в модуле меньшей длины. Во втором же, более длинном, находятся приемники для измерения коаксиальной и поперечной составляющих, а также излучатель для диагностирования поперечной составляющей. Обмотки коаксиальных измерений ориентированы вдоль оси прибора, а излучатель для измерения поперечной составляющей — перпендикулярно ей.

Коэффициент затухания первичного сигнала и фазовый сдвиг между обоими приемниками зависят от удельного сопротивления окружающей породы. Равномерное распределение этого показателя в сравнительно однородной среде препятствует получению сигнала на коаксиальном приемнике. Удаленные же границы пласта проявляются ассиметричными уровнями токов Фуко и чувствительным сигналом, который регистрируется приемной аппаратурой.

Таким образом, в основе данного метода лежит повышенная азимутальная чувствительность, которая и позволяет создавать объемное изображение структуры пласта в режиме реального времени (см. «Пример изображения...»).

По мнению разработчиков, отсутствие прямого сигнала при коаксиальных измерениях представляет особое значение для приборов данного типа, поскольку позволяет достичь значительных глубин обнаружения границ резервуара при относительно небольшом расстоянии (базе) между излучателем и приемником. В свою очередь, чем меньше эта база,

тем ближе к головной части бура можно разместить измерительные модули, что делает возможным более раннее удаленное обнаружение границы резервуара.

Измерительные модули работают на двух частотах (20 и 50 кГц). Таким образом, отпадает необходимость в установке дополнительного генератора в нисходящей скважине для питания системы. Для каждой из частот проводятся комплексные измерения разницы фаз и затухания сигнала.

Помимо этого, осуществляют круговые прямые измерения уровня сигнала, что дает 360°-ный обзор ствола скважины. Полученные данные являются исходным материалом для инверсионного моделирования, которое и позволяет создать целостную картину как основных, так и промежуточных границ резервуара, выше и ниже скважины, на удалении до от ее ствола.

Проверка морем: от Арктики до тропиков

Что касается практического использования геопроостранственной навигации в интересах добывающих компаний, то наиболее наглядными его результатами последних месяцев стали исследования в таких удаленных друг от друга и разноплановых районах шельфа, как Баренцево море (Норвегия) и Атлантический океан (Бразилия).

В первом случае работы проводились на обширном нефтегазоносном поле, расположенном в 85 км к северо-западу от Хаммерферста, разработка которого сопровождалась множеством разрывных нарушений пород и значительным структурным падением по мере приближения к боковым границам пласта.

Одним из нескольких доказанных коллекторов поля является месторождение Kobbe, для эффективной разработки которого была необходима прокладка горизонтальных скважин. Архитектура скважины в данном случае определялась необходимостью минимизировать обнажение сланцевых пластов в районах работы опускаемого бурового модуля, а

Основные технические характеристики механической части системы VisiTrak	
Размеры буровой скважины, мм	216–251
Номинальный внешний диаметр инструмента, мм	171
Длина инструмента, м	
Излучатель	2,7
Приемник	8,8
Вес инструмента, кг	
Излучатель	500
Приемник	1 800
Эквивалентная жесткость (внешний/внутренний диаметр), мм	
Излучатель	184,2/124,0
Приемник	184,2/113,5
Скорость потока, л/мин.	760–3400
Максимальная нагрузка на долото (WOB), кН	2 500
Максимальная скорость вращения, об/мин.	400
Максимальный вращающий момент при бурении (на долоте), кНм	32
Максимальный аварийный вращающий момент, кНм	65
Максимальное аварийное натяжение (без вращения), кН	4 800
Максимальное натяжение (с продолжением работы), кН	3 900
Максимальная рабочая температура, ЛС	150
Максимальное гидростатическое давление, бар	2 070
Источник: Baker Hughes	

также предотвратит нежелательное бурение внутри пласта.

Решение подобных задач для комплексного резервуара данного типа требовало как можно более раннего обнаружения вершины коллектора, а также точного картографирования его границ на существенном удалении от основного ствола. В качестве оптимального решения для обеспечения требуемой производительности оператор избрал вариант прокладки двух горизонтальных газонагнетательных скважин.

Они стали двумя первыми горизонтальными скважинами, пробуренными на Kobbе. В связи с отвесной, склонной к сдвигам пород структуре коллектора надежное обеспечение оптимального нагнетания газа требовало проникновения через все его камеры, однако траектория прокладки скважины оказалась ограниченной 1,5⁰-ным искривлением ствола в зоне касания дна.

Применение метода геопространственной навигации с последующим комплексным анализом полученных данных позволило в данном случае обнаружить вершину резервуара перед входом в него (см. «Карта глубин...»). При этом истинная (вертикальная) глубина скважины составила 20 метров, а глубина по стволу — 99 метров.

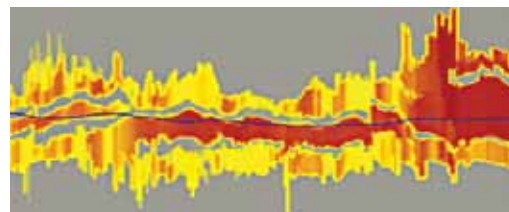
Благодаря более точной структурной модели коллектора и наблюдению за углублением в него в режиме реального времени удалось повысить точность и эффективность прокладки скважины. Так, проходка тысячеметрового участка была осуществлена со средней скоростью 28 м/час, причем было достигнуто 80%-ное соотношение нефтенасыщенной и общей мощностей пласта.

Вторым показательным примером использования геопространственной навигации (уже в тропических водах) стала разработка месторождения Сагарево в бассейне Campos на континентальном шельфе Бразилии.

Структура резервуара характеризовалась наличием пород (фаций) трех типов, лишь один из которых представлялся перспективным с точки зрения промышленной добычи (продуктивный песок). Оператор принял решение проложить горизонтальную скважину через песчаный пласт, однако его положение в зоне планируемого устья скважины было неясным из-за ограниченной точности интерпретации данных сейсмической разведки.

В результате для прокладки горизонтальной секции длиной в 3340 футов (1018 метров) и диаметром 8,5" (21,6 см) также были применены методы геопростран-

ПРИМЕР ИЗОБРАЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ И ГРАНИЦ НЕФТЕГАЗОВОГО КОЛЛЕКТОРА, ПОЛУЧЕННОГО С ПОМОЩЬЮ VISITRAC



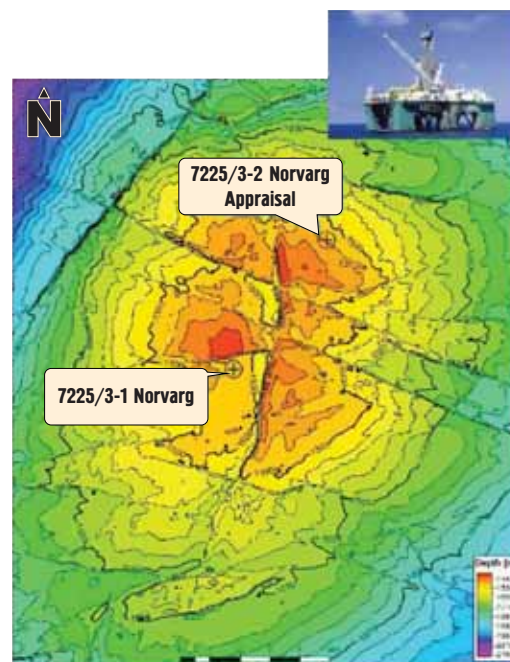
Источник: Baker Hughes

ственной навигации. Сначала в вершине резервуара было пробурено входное отверстие диаметром 12,25" (31,12 см) и установлено крепление 8" (20,32 см) обсадными трубами. Затем наклон

Технология VisiTrak может не только ускорить прокладку промышленных скважин на шельфе, но и способствовать повышению эффективности добычи

скважины был изменен на 90⁰, и эта позиция удерживалась при прохождении целевого песчаного пласта до входа в нижние пласты.

КАРТА ГЛУБИН ВЕРШИНЫ РЕЗЕРВУАРА КОВВЕ (БАРЕНЦЕВО МОРЕ, НОРВЕГИЯ)




Минимальная эффективная толщина песчаного пласта-коллектора была установлена в 300 метров с минимальным ключевым показателем результативности в 460 метров. Запланированная скважина была успешно проложена без предварительного бурения лидерных, при этом истинная (вертикальная) глубина составила 10–14 метров от так называемой пятки скважины. Вслед за прохождением гребневидного образования с переходом в нижний канал, мощность пласта возросла до 10–25 метров. Общая толщина целевого песчаного слоя была определена, а его структура подробно картографи-

рована еще за 2–3 метра до вхождения скважины в пласт.

После преодоления разрывных нарушений пород и границ канала, результаты инверсионного моделирования были использованы для достижения оптимального углубления в целевой песчаный коллектор. Из общей фактической длины горизонтальной секции скважины в 1019 метров на долю чистой длины продуктивного пласта пришлось 865 метров, что эквивалентно 75%-ному среднему коэффициенту песчаности.

Таким образом, практическое применение технологий геопространственной навигации может не только ускорить сам процесс

прокладки промышленных скважин в шельфовой зоне, но и способствовать повышению эффективности добычи. При этом удалось избежать дополнительных расходов на бурение лидерных скважин и максимизировать степень проникновения в песчаные нефтеносные пласты.

Кроме того, использование цифровой 3D-карты обеспечивает более подробное отображение всех изменений толщины резервуара, а границы продуктивных пластов могут быть определены с большей степенью точности и с большего расстояния, нежели при использовании традиционных методов. 

www.ngv.ru

ИНФОРМАЦИЯ

ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО

ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ



Вертикаль выпускает 24 номера в год, предоставляя Вам необходимые для работы факты и статистические материалы быстрее, чем любое другое специализированное издание в отрасли