

РУБРИКА: БУРЕНИЕ И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Повышение точности определения пространственного положения ствола скважин на Русском месторождении: применение сервиса «Управление замерами» с использованием метода многоточечного анализа данных

Д. О. Генералов* (ООО «БурСервис»), Д. Ю. Тур (ООО «БурСервис»),
И. Ф. Садыков (ООО «БурСервис»), А. В. Прокофьев
(АО «Тюменнефтегаз»)

В настоящей статье рассматривается актуальная проблема повышения точности позиционирования ствола при строительстве скважин на месторождениях с плотной сеткой разбуривания на примере Русского месторождения. Интенсификация разработки, связанная с бурением с уплотняющей сеткой и протяженных горизонтальных участков, приводит к минимизации межскважинных расстояний и росту рисков пересечения. Анализ, проведенный на стадии проектирования с использованием стандартных моделей инструментальных погрешностей, показал неприемлемо высокий уровень рисков, выражающийся в перекрытии эллипсов неопределенности. Традиционная оптимизация траекторий не позволила достичь целевых показателей безопасности без ущерба для геологических целей.

В качестве решения был предложен и внедрен сервис «Управление замерами», ключевым элементом которого является использование метода многоточечного анализа данных (MSA) с коррекцией азимутальных углов в реальном времени с применением специализированного программного обеспечения для проверки и корректировки замеров, высокоточной глобальной геомагнитной модели (BGGM) и специализированной модели инструментальных погрешностей.

Метод MSA направлен на выявление и коррекцию систематических ошибок инклинометрических замеров путем анализа «сырых» данных акселерометров и магнитометров.

Практическая апробация подхода при строительстве трех эксплуатационных скважин на Русском месторождении продемонстрировала его высокую эффективность. Внедрение MSA позволило сократить большую полуось эллипса неопределенности по горизонтальной составляющей в среднем на 35 % по сравнению со стандартной моделью инструментальной погрешности. Это обеспечило требуемое увеличение коэффициента сближения скважин, существенное снижение рисков пересечения с существующими скважинами, а также позволило снизить позиционную неопределенность траектории ствола.

Ключевые слова: метод многоточечного анализа данных, сервис «Управление замерами», эллипс неопределенности, коэффициент сближения скважин, пространственная неопределенность, уплотняющая сетка бурения, инклинометрия.

Improving the accuracy of wellbore positional at the Russkoe field: Application of the “Survey Management” service using the multi-station analysis MSA

D. O.Generalov* (LLC “BURSERVIS”), D. Yu. Tur (LLC “BURSERVIS”), I. F. Sadykov (LLC “BURSERVIS”), A. V. Prokofiev (JSC “Tyumenneftegaz”)

This article addresses the pressing problem of improving wellbore positioning accuracy during well construction at fields with dense drilling patterns, using the Russkoye field as an example. Production intensification associated with infill drilling and extended horizontal sections leads to minimization of inter-well distances and increased collision risks. Analysis conducted at the design stage using standard Instrument Performance Model revealed an unacceptably high level of risks, manifested in the overlap of ellipses of uncertainty. Conventional trajectory optimization failed to achieve target safety metrics without compromising geological objectives.

As a solution, a “Survey Management” service was proposed and implemented, the key element of which is the use of the multi-station analysis (MSA) method with real-time azimuthal correction, employing specialized software for survey verification and correction, a high-precision global geomagnetic model, and a specialized Instrument Performance Model.

The MSA method is aimed at identifying and correcting systematic errors in directional surveys through analysis of raw data from accelerometers and magnetometers.

Practical field testing of this approach during the construction of three production wells at the Russkoye field demonstrated its high effectiveness. Implementation of MSA enabled reduction of the semi-major axis of the horizontal component of the ellipse of uncertainty by an average of 35 % compared to the standard Instrument Performance Model. This provided the required increase in the separation factor, substantial reduction of collision risks with existing wells, and also allowed reduction of the positional uncertainty of the wellbore trajectory.

Keywords: Multi-Station Analysis (MSA), Survey Management (SM), Ellipse of uncertainty (EOU), Separation Factor (SF), positional uncertainty, dense drilling patterns, directional survey.

Введение

Русское газонефтяное месторождение находится в Пур-Тазовской нефтегазоносной области Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в 150 км к востоку от г. Нового Уренгоя (рис. 1). Газонефтяная залежь приурочена к крупной антиклинальной складке в северной части Русского вала Часельского мегавала, оконтуренной по кровле сеноманского яруса изогипсой 900 м.

Нефтегазоносность Русского месторождения связана с покурской свитой апт-сеноманского нефтегазоносного комплекса. Продуктивные отложения (пласты ПК 1–7) представлены чередованием песчано-алевритовых и глинистых пластов общей мощности около 200 м. В разрезе насчитывается до 35 пластов и прослоев: песчаников, рыхлых песков и алевролитов, разделенных глинами.

Породы-коллекторы составляют около 30 % продуктивного разреза. Коллекторы порового типа представлены песчаниками с открытой пористостью, которая в слабо сцементированных коллекторах изменяется в пределах 26–35 %. Проницаемость колеблется от 1 до 1650–1790 мД, среднее значение 136 мД. Эффективная мощность газоносных пластов 18–22 м, нефтенасыщенных (нефтяные оторочки) — до 12 м.

Выявлено 8 залежей, в том числе 5 газонефтяных, 2 газовые и 1 нефтяная (7 — в сеноманском ярусе, 1 — в туронском). Залежи экранируются региональным глинистым туронским флюидоупором. [1]

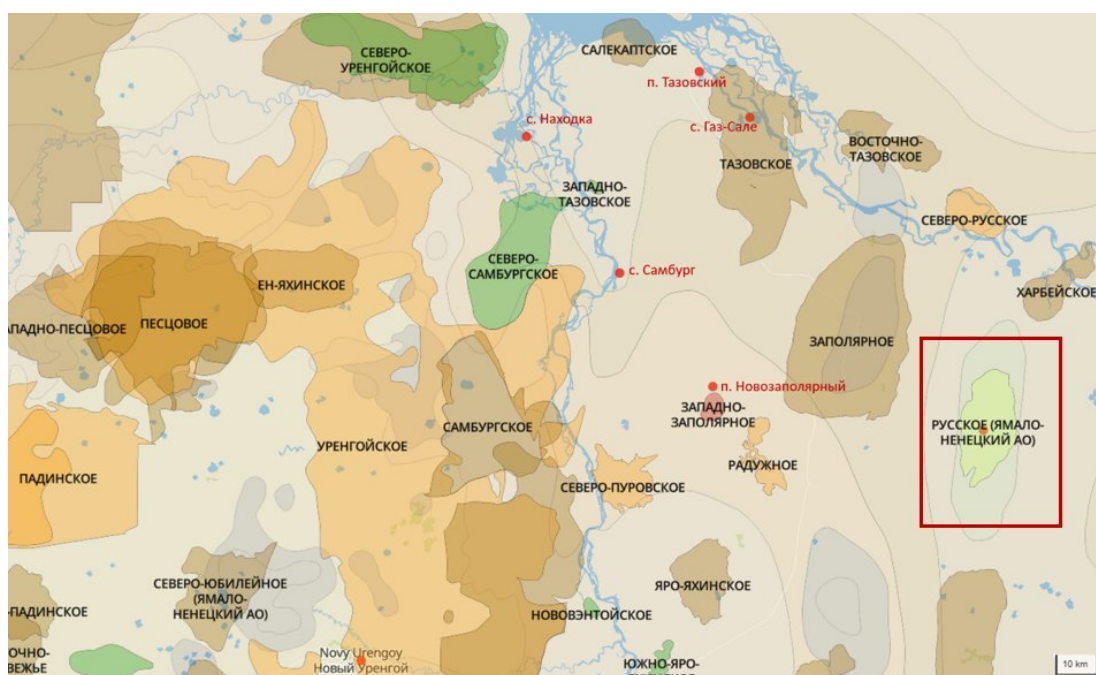


Рисунок 1. Расположение Русского НГКМ в системе крупных нефтегазовых месторождений северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

В 2018–2020 гг. в эксплуатацию было введено 27 многозабойных скважин (МЗС), в том числе двуствольных — 24, по типу fishbone — 3. По факту запуска МЗС отмечается прирост стартового коэффициента продуктивности на 38 % относительно скважин с одним горизонтальным стволом (ГС). В первый год эксплуатации темпы падения дебита нефти (отношение текущего дебита к начальному) по МЗС близки к темпам падения по ГС и составляют 0,54. Эффективность эксплуатации достигается за счет более высоких стартовых дебитов нефти. По итогам опытно-промышленной эксплуатации МЗС в 2020 г. принято решение о тиражировании данной технологии в среднесрочном горизонте планирования.

В соответствии с действующими проектными решениями успешно реализуется строительство «длинных» ($L = 1\,000\text{--}1\,200\text{ м}$) горизонтальных скважин для апробации на участках опытно-промышленных работ. Целью ОПР является сопоставление эффективности работы в одинаковых геологических условиях (зона ГНВЗ) скважин проектной длины ($L = 500\text{ м}$) и «длинных» скважин. По факту запуска отмечается двукратное превосходство стартовых дебитов «длинных» скважин, динамика газового фактора и обводненность за непродолжительный период эксплуатации сопоставимы. [2]

В настоящее время основной конструкцией является бурение многоствольных скважин, преимущественно с двумя горизонтальными стволами с оптимальным расстоянием между ними (рис. 2).

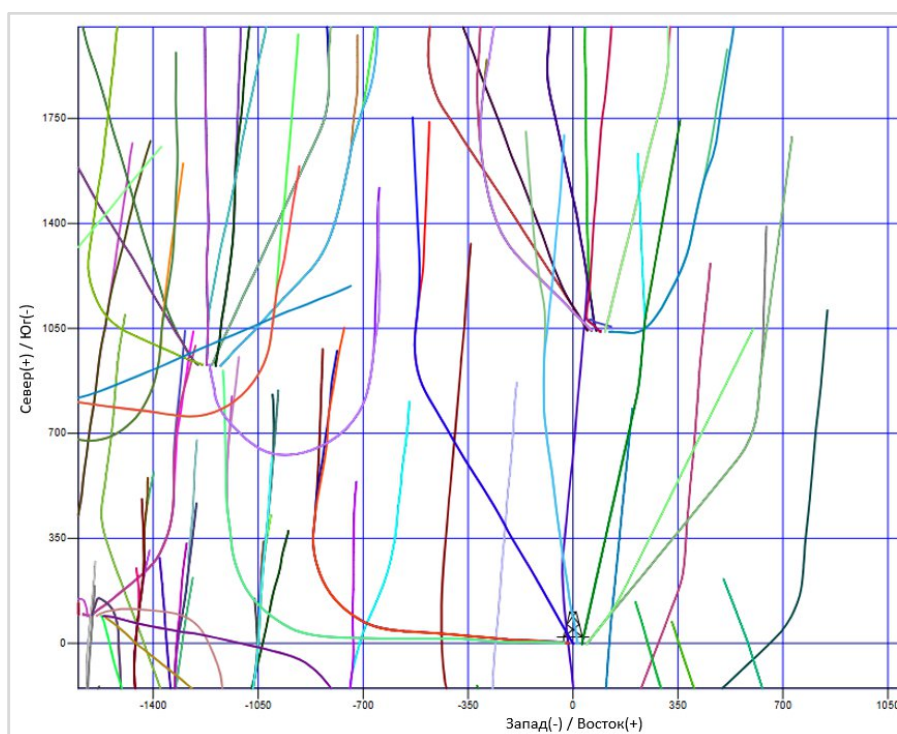


Рисунок 2. Схема бурения кустовой площадки — горизонтальная проекция скважин

Работы по оптимизации технико-экономической эффективности проектных решений Русского месторождения, связанные с изменением конструкции на МЗС и протяженными ГС более 1000 м, помимо рисков, возникающих в процессе разработки и эксплуатации, таких как конусообразования газа и прорывы подстилающей воды, в процессе бурения имеют риски, связанные со сближением и пересечением стволов. Особенно сильно риски возрастают при увеличении протяженности горизонтальных стволов и уплотнении сетки бурения, что ведет к уменьшению межскважинных расстояний.

В данных условиях приоритетной задачей является обеспечение высокой точности определения пространственного положения ствола скважины, что существенно снижает риски пересечения между скважинами и гарантирует точный выход в целевую продуктивную зону и проводку по ней скважины службой геонавигации на основании каротажных данных в реальном времени.

Анализ рисков пересечения

Современный анализ рисков пересечения представляет собой итерационный процесс, начинающийся на стадии проектирования новой скважины. Критерием риска является расстояние между эллипсоидами неопределенности бурящейся и соседних скважин. Основополагающим принципом является поддержание безопасного расстояния, при котором вероятность столкновения остается ниже установленного порогового значения. Согласно правилам и политике ООО «БурСервис», коэффициент сближения скважин между бурящейся скважиной и соседними скважинами (стволами) должен быть не меньше 1 при уровне достоверности 95 %.

На стадии планирования новых скважин Русского месторождения в текущем окружении скважин (плотная сетка) применение стандартной модели инструментальных погрешностей показало, что эллипсы неопределенности большинства скважин имеют значительные области пересечения, а коэффициент сближения скважин (SF) менее 1, что свидетельствует о неприемлемо высоком риске столкновений. Критические интервалы сближений отмечены красным на рисунке 3.

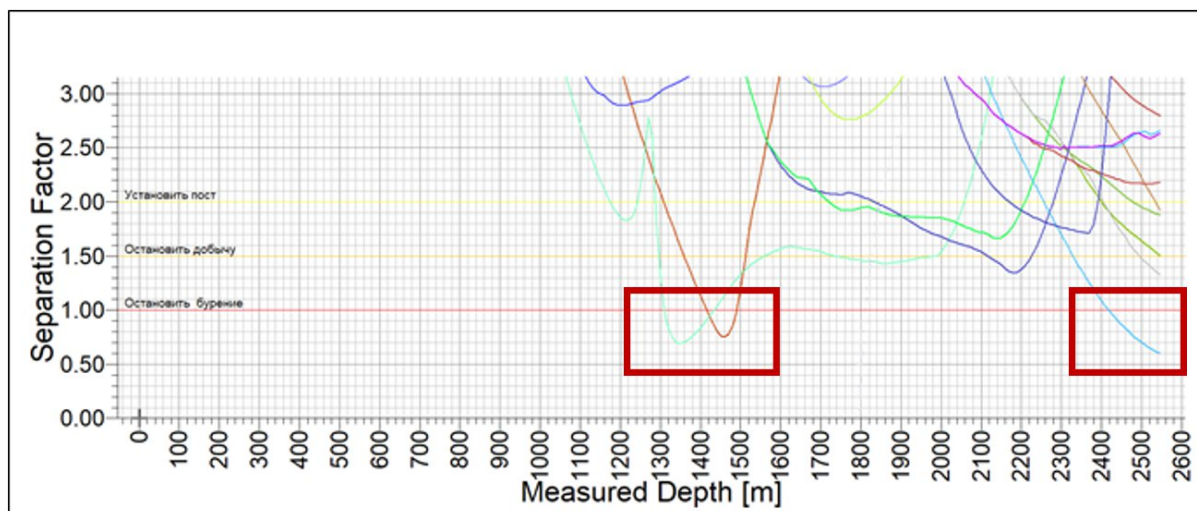


Рисунок 3. График рисков пересечений — коэффициент сближения скважин (SF) без применения сервиса «Управление замерами»

Были применены различные методы и способы разведения траекторий стволов между собой для увеличения коэффициента сближения скважин (SF) более 1. Проводилась многовариантная оптимизация траекторий новых скважин, рассматривались различные профили для обхода зон максимального риска, в том числе со смещением геологических целей.

Ввиду невозможности спроектировать профиль ствола скважины на требуемые геологические цели с коэффициентом сближения стволов скважин $SF > 1$ при использовании стандартных моделей инструментальных погрешностей заказчику было рекомендовано применение сервиса «Управление замерами», основанного на комплексном использовании современных технологических решений, что позволяет повысить точность положения ствола скважины, использовать другую модель инструментальных погрешностей для снижения эллипсов неопределенности и безопасно пробурить скважину.

Данный подход для этих скважин основан на трех современных технологических решениях:

- MSA — метод многоточечного анализа данных инклинометрии, позволяющий скорректировать систематические ошибки замеров с применением специализированного программного обеспечения;
- BGGM — использование глобальной геомагнитной модели высокого разрешения, позволяет определять параметры основного магнитного поля Земли с повышенной точностью для конкретной географической точки месторождения, что обеспечивает корректный расчет напряженности магнитного поля, магнитного наклона и магнитного склонения;

- IPM — применение подходящей для данных решений комбинированной модели инструментальных погрешностей (MWD + HRGM + MS).

Метод многоточечного анализа данных инклинометрии (MSA)

Инклинометрические измерения в стволе скважины выполняются, как правило, с помощью зондов (инклинометров), оснащенных комплексами высокоточных сенсоров — трехосевыми акселерометрами и трехосевыми магнитометрами. Акселерометры измеряют проекции вектора локального гравитационного поля Земли по ортогональным осям прибора (компоненты G_x , G_y , G_z), на основе этих данных рассчитывается зенитный угол (угол отклонения ствола скважины от вертикали в точке замера). Магнитометры измеряют проекции вектора локального магнитного поля Земли (компоненты B_x , B_y , B_z), совместная обработка показаний магнитометров и акселерометров позволяет рассчитать азимут скважины (угол в горизонтальной плоскости между направлением на север и горизонтальной проекцией ствола в точке замера). Во время бурения на основе информации с наземных датчиков и информации, передающейся с забойного оборудования, формируются данные о пространственном положении ствола скважины — инклинометрические замеры (глубина по стволу, зенитный угол и азимут).

Определение траектории скважины с использованием забойных телесистем (MWD/LWD) сопровождается накоплением систематических и случайных инструментальных погрешностей. К основным источникам погрешностей относятся: несовершенство геомагнитной модели, влияние магнитных помех, вызванных бурильным инструментом, стальными элементами КНБК и соседними скважинами, погрешности калибровки, регулярные динамические колебания, намагниченность бурового раствора, несоосность между измерительным прибором и осью скважины, а также растяжение бурильной колонны.

Совокупное воздействие данных факторов приводит к формированию вокруг расчетной траектории зоны неопределенности — так называемый эллипс неопределенности. Этот эллипс математически описывает все возможные положения ствола с заданной доверительной вероятностью.

Большинство нефтесервисных компаний применяют различные методики по коррекции инклинометрических замеров.

Существует два основных метода для коррекции азимута.

Метод короткой НУБТ (Short Collar Correction, SCC) — это стандартный метод односточечной коррекции азимута, направленный на устранение осевого магнитного влияния от стальных элементов, направленного вдоль бурильной колонны. Суть метода заключается в математическом расчете

корректного значения аксиальной компоненты магнитометра (V_z) на основе данных двух ортогональных датчиков (V_x , V_y) и опорных параметров геомагнитного поля. Таким образом, вместо искаженного измеренного значения V_z используется расчетное. При этом методе коррекции используются данные одного замера. Это позволяет заместить искаженную компоненту и исключить азимутальную ошибку, вызванную аксиальной магнитной интерференцией от элементов бурильной колонны. Метод короткой НУБТ получил большое распространение, однако имеет ограничение на применение при бурении в направлении восток-запад с зенитным углом более 70° .

Метод многоточечного анализа (Multi-Station Analysis, MSA) — это продвинутый метод многоточечной коррекции азимута, при котором для расчета поправок используется полный массив исходных «сырых» данных по всем 6 датчикам инклинометра (трем акселерометрам G_x , G_y , G_z и трем магнитометрам V_x , V_y , V_z) по набору инклинометрических замеров. Суть метода MSA заключается в выявлении и корректировке систематических ошибок замеров в режиме реального времени путем анализа серии последовательных замеров с применением специализированного программного обеспечения. MSA — это эффективный инструмент повышения точности построения траектории скважины, по результатам применения которого можно выявить и скорректировать систематические ошибки замеров по всем 6 датчикам инклинометра, ошибки, связанные с магнитной интерференцией от КНБК, обнаружить некорректные калибровки пробора, выявить и скорректировать намагниченность бурового раствора, повысить точность проводки при бурении в направлении восток-запад и уменьшить эллипсы неопределенности.

Процесс обработки данных инклинометрии с применением MSA (в режиме реального времени) выглядит следующим образом.

Исходные данные замеров датчиков акселерометров и магнитометров по 6 осям (G_x , G_y , G_z , V_x , V_y , V_z) посредством спутникового канала связи в реальном времени передаются с буровой в центр удаленного сопровождения бурения, где специалисты по управлению замерами (Survey Management) подгружают полученные данные в специализированное ПО. Далее проводится анализ данных инклинометрии и выполняется расчет поправок для замеров с учетом обнаруженных ошибок (магнитные помехи, смещения, ошибки масштабного коэффициента, ошибки калибровки и др.). После этого скорректированный замер записывается в базу данных на буровой (рис. 4).

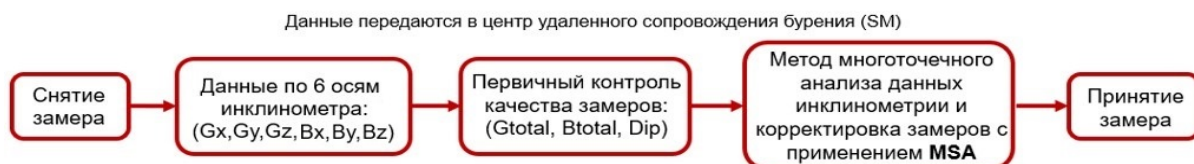


Рисунок 4. Алгоритм обработки и контроля качества замеров при применении MSA

Метод многоточечного анализа данных инклинометрии относится к категории высокотехнологичных решений, требующих для своей реализации специализированного программного обеспечения, эталонных геомагнитных моделей высокого разрешения и узкоспециализированной экспертизы в области обработки инклинометрических данных. Ввиду этих требований технология MSA остается малодоступной для большинства сервисных компаний на рынке услуг направленного бурения.

Оптимизация проектных решений: применение MSA для снижения неопределенности траектории

По результатам обсуждения со специалистами АО «Тюменнефтегаз» при планировании скважин было принято решение о применении дополнительного сервиса «Управление замерами», позволяющего уменьшить горизонтальную составляющую эллипсов неопределенности и добиться расположения траектории скважин на заданные цели, снизив риски пересечения ($SF > 1$).

Ниже представлен график рисков пересечений после применения сервиса «Управление замерами» (рис. 5).

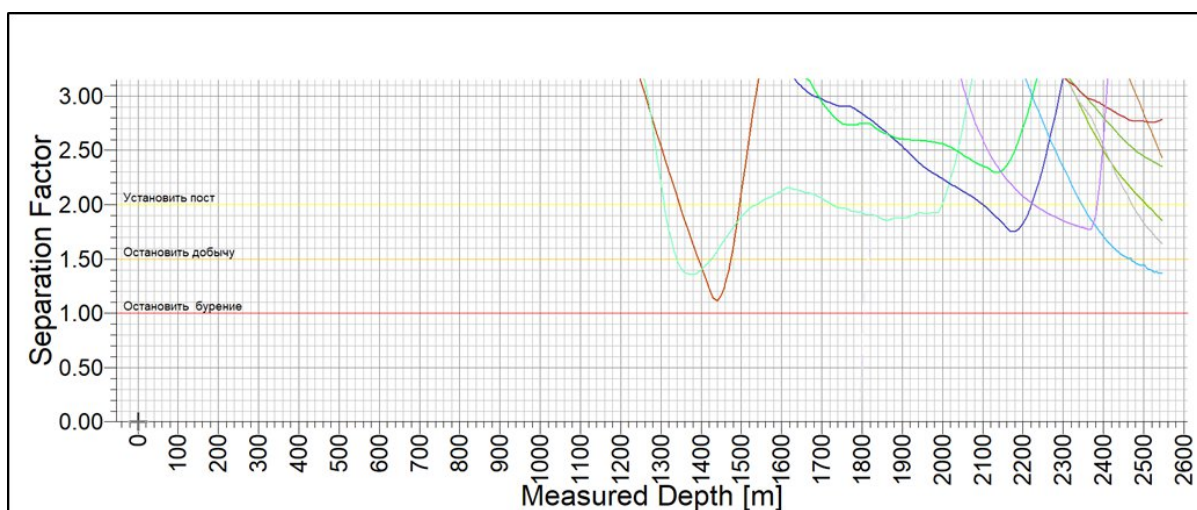


Рисунок 5. График рисков пересечений — коэффициент сближения скважин (SF) после применения сервиса «Управление замерами»

На рисунках ниже представлены проекции с отображением перекрытия эллипсов неопределенности между соседними скважинами до применения сервиса «Управление замерами» и по результатам его применения.

Критические интервалы сближений на графическом изображении (рис. 6, 7) отмечены красным с цифровым указанием — 1, 2 и 3.

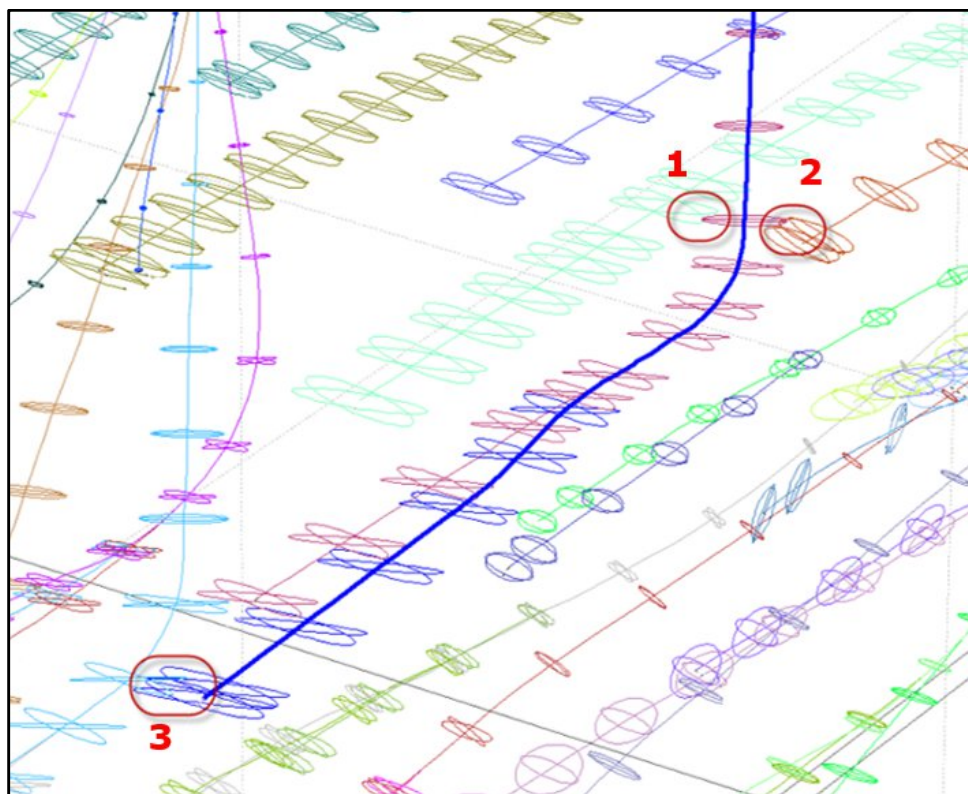


Рисунок 6. Эллипсы неопределенности без применения сервиса «Управление замерами»

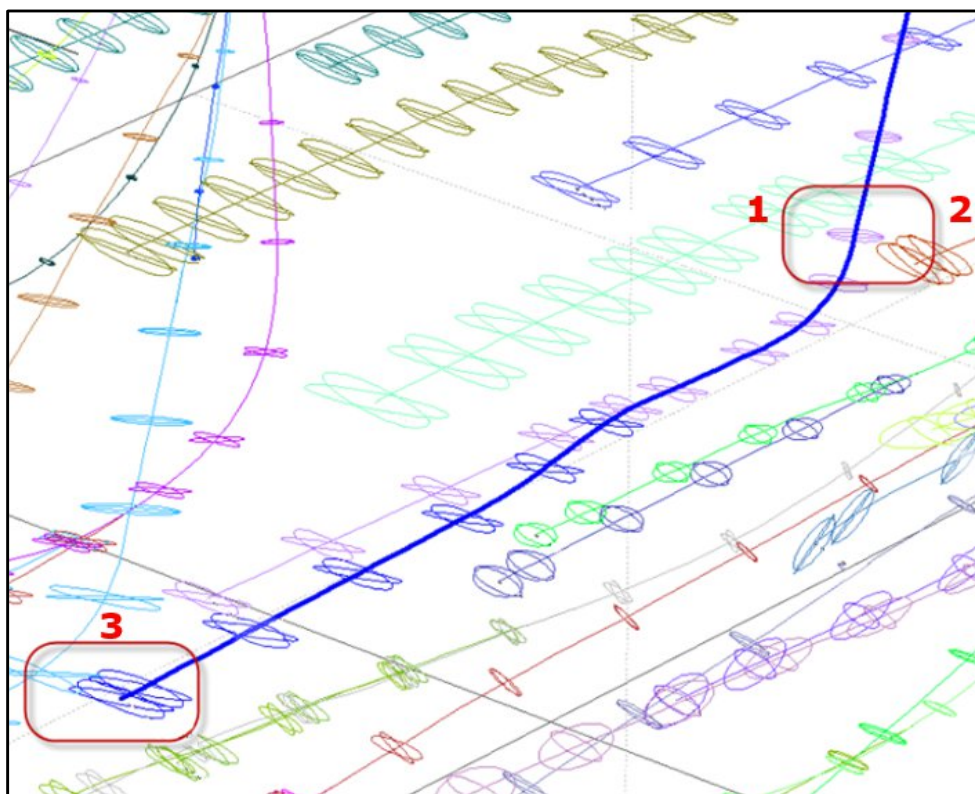


Рисунок 7. Эллипсы неопределенности с применением сервиса «Управление замерами»

Строительство одной из скважин осложнялось близостью профиля к магнитной плоскости восток-запад, с разворотом магнитного азимута через 270° , при котором расчет азимута по методу короткой НУБТ (Short Collar) становится недостоверным. Характер математических зависимостей при высоких зенитных углах в направлении восток-запад приводит к тому, что очень маленькие погрешности в данных замера, применяемых в пределах алгоритма, в результате приводят к большим ошибкам расчетного азимута. Указанная проблема эффективно устраняется применением метода многоточечного анализа (MSA).

Результаты применения сервиса «Управление замерами»

В рамках строительства трех эксплуатационных скважин на Русском месторождении был успешно апробирован и внедрен сервис «Управление замерами» с применением метода MSA. Важным результатом внедрения стало снижение размеров эллипса неопределенности по горизонтальной составляющей в среднем на 35 %, что позволило решить ключевые задачи:

- точно позиционировать ствол скважин в пределах целевой зоны,
- существенно уменьшить размер эллипса неопределенности,
- минимизировать риски пересечения с соседними скважинами.

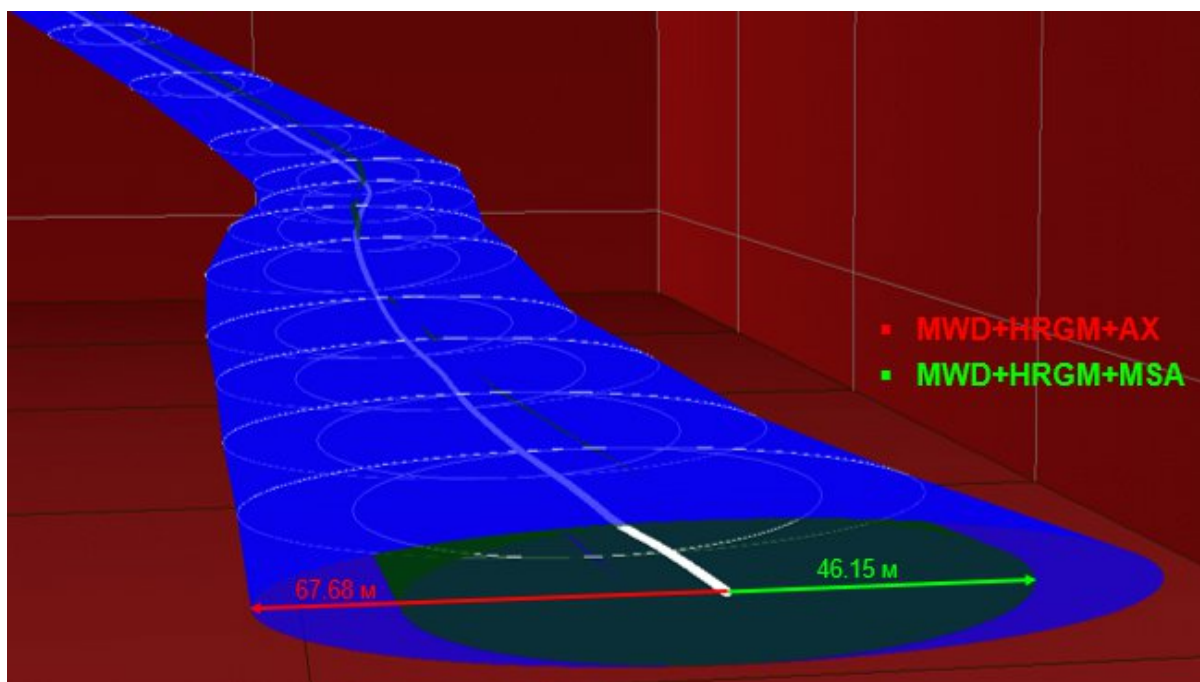


Рисунок 8. Сравнение эллипсов неопределенности для моделей инструментальных погрешностей MWD + HRGM + AX и MWD + HRGM + MSA для одной из скважин

Так как на Русском месторождении применяется геомагнитная модель высокого разрешения BGGM, в качестве стандартного кода погрешностей используется HRGM (High Resolution Geomagnetic Model).

Представленные результаты (рис. 8) количественно демонстрируют эффект повышения точности позиционирования ствола скважины при переходе от базовой схемы коррекции к алгоритмам многоточечного анализа данных. Для финального забоя скважины 2400 м исходная латеральная неопределенность, рассчитанная с применением модели инструментальных погрешностей MWD + HRGM + AX, составила 67,68 м. Применение алгоритмов многоточечного анализа данных и, соответственно, модели инструментальных погрешностей MWD + HRGM + MSA позволило сократить большие полуоси эллипса неопределенности на 21,53 м, до 46,15 м, что эквивалентно относительному уменьшению на 32 %. Указанное снижение характеризует повышение достоверности определения траектории ствола и снижение риска пересечения с соседними скважинами при плотной сетке бурения (рис. 9).



Рисунок 9. Снижение неопределенности положения ствола скважины при применении MSA

С применением MSA может быть достигнуто уменьшение эллипса неопределенности до 50 % в случае, если изначально применялись стандартные (базовые) модели инструментальных погрешностей и/или осуществляется бурение в направлении восток-запад.

Важным преимуществом предложенного метода многоточечного анализа данных инклинометрии является его ретроспективная применимость (при наличии данных по дате, времени, глубине замера и 6 осям Gx, Gy, Gz, Vx, Vy, Vz). Предложенный алгоритм может быть использован для повторной обработки и уточнения траекторий ранее пробуренных скважин, что актуально при оценке рисков пересечения при проектировании новых скважин в условиях плотной сетки бурения. Это существенно расширяет область практического применения метода и повышает его комплексную эффективность для управления рисками на зрелых месторождениях.

Заключение

Проведенное исследование и практическая реализация подтвердили высокую эффективность комплексного подхода сервиса «Управление замерами» для решения задачи безопасного и точного бурения в условиях плотной сетки бурения на Русском месторождении.

Подразделением ННБ ООО «БурСервис» на проекте с использованием сервиса «Управление замерами» было успешно пробурено 3 скважины.

Стандартные модели инструментальных погрешностей формировали эллипсы неопределенности со значительным геометрическим перекрытием, что делало невозможным достижение безопасного коэффициента сближения скважин без компромисса с задачей по достижению геологических целей.

В качестве технологического решения был внедрен специализированный сервис «Управление замерами». Его комплексный подход в данной работе включал: применение метода многоточечного анализа (MSA) для коррекции систематических ошибок и уточнения азимута в реальном времени на основе обработки первичных данных инклинометрических сенсоров, использование высокоточной глобальной геомагнитной модели (BGGM), а также расчет пространственной неопределенности по специализированной модели инструментальных погрешностей.

Количественно подтверждено, что применение метода MSA привело к статистически значимому сокращению области пространственной неопределенности. Внедрение MSA обеспечило сокращение большой полуоси горизонтального эллипса неопределенности в среднем на 35 %. Сокращение зоны неопределенности позволило достичь приемлемого коэффициента сближения скважин, что, в свою очередь, минимизировало риски пересечения с существующими стволами скважин и позволило снизить позиционную неопределенность траектории ствола.

Таким образом, внедрение комплекса на основе MSA представляет собой научно обоснованное и технологически отработанное решение для управления рисками, связанными с неопределенностью положения ствола скважины и риском пересечения с ранее пробуренными соседними скважинами.

Результаты работы свидетельствуют о целесообразности включения данного подхода в цикл проектирования и строительства скважин на месторождениях в условиях плотной сетки разбуривания.

Благодарности

Авторы выражают благодарность руководству и специалистам компаний АО «Тюменнефтегаз» и ООО «БурСервис» за плодотворное сотрудничество, поддержку в реализации проекта и согласие на использование материалов исследований в данной публикации.

Список литературы

1. Шишина П. Н. Геолого-geoхимическая история формирования состава нефти залежи покурской свиты Русского месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Шишина П. Н., Большакова М. А., Соболева Е. В. // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. — 2024. — № 2. — С. 75–84.
2. Ткаченко Е. И. Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Ткаченко Е. И., Широков А. С., Грандов Д. В., Еремин С. А., Тайлаков П. И. // Экспозиция Нефть Газ. — 2021. — № 1. — С. 19–22. — <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-1-19-22>.

References

1. Shishina P. N. Geological and geochemical history of the composition of oil from the pokurskaya suite of the Russkoye field of the West Siberian oil and gas basin / Shishina P. N., Bolshakova M. A., Soboleva E. V. // Vestn. Moscow University. Series 4. Geology. — 2024. — No. 2. — P. 75–84.
2. Tkachenko E. I. Pilot-industrial site as a key to the successful efficient development of fields with hard-to-recover reserves / Tkachenko E. I., Shirokov A. S., Grandov D. V., Eremin S. A., Tailakov P. I. // Expositiya Neft Gas. 2021. — No. 1. — Pp. 19–22. — <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-1-19-22>.