

УДК 622.26

DOI. 10.37878/2708–0080/2020.005

ОПЫТ БУРЕНИЯ ПЕРВОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ С. НУРЖАНОВ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»



К.А. АДИБЕКОВ,
заместитель
председателя Правления
по геологии и разработке



М.М. ЕРМЕКОВ*,
директор департамента
бурения и капитального
ремонта скважин,
доктор технических наук



Е.М. МУКАНОВ,
начальник отдела
гидродинамического
моделирования

АО «Эмбаунайгаз»

Республика Казахстан, 060002, г. Атырау, ул. Валиханова, 1

В 2019 году впервые в истории АО «Эмбаунайгаз» был реализован проект строительства горизонтальной скважины на терригенные отложения горизонта T-IV месторождения С. Нуржанов до глубины 4040 м. При реализации проекта специалистами АО «Эмбаунайгаз» совместно со специалистами «Schlumberger Logelco Inc.», «Petro-Unit» и «ИБК «СиБу» был реализован комплекс технических мероприятий, обеспечивший успешное бурение скважины. В статье приведен обзор оптимальных инженерных решений и мероприятий по бурению горизонтальной скважины № 805, включающих выбор оптимальных КНБК, подбор рецептур и параметров буровых растворов, проводку скважины на основе геологического моделирования, сервис MWD и LWD.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АО «Эмбаунайгаз», месторождение С. Нуржанов, бурение, горизонтальная скважина, терригенные отложения горизонта T-IV, телеметрия, геонавигация, MWD и LWD.

*Автор для переписки. E-mail: M.Yermekov@emg.kmgep.kz

«ЕМБІМҰНАЙГАЗ» АҚ С. НҰРЖАНОВ КЕН ОРНЫНДА БІРІНШІ КӨЛДЕНЕҢ ҰҢҒЫМАНЫ БҮРҒЫЛАУ ТӘЖІРИБЕСІ

Қ.Ә. ӘДІЛБЕКОВ, басқарма төрағасының геология және кен орындарын игеру жөніндегі орынбасары

М.М. ЕРМЕКОВ*, бұрғылау және ҰКЖ департаментінің директоры, т.ғ.д.

Е.М. МУКАНОВ, геологиялық-гидродинамикалық модельдеу бөлімінің бастығы

«Ембімұнайгаз» АҚ

Қазақстан Республикасы, 060002, Атырау қаласы, Валиханова көшесі, 1

2019 жылы «Ембімұнайгаз» АҚ-ның тарихында бірінші рет С. Нұржанов кен орны Т-IV горизонтының терригенді шөгіндісінен 4040 м тереңдікке дейін көлденең ұңғы мақазу жобасы ақталды. Жобаны іске қосу барысында «Ембімұнайгаз» АҚ-ның мамандары «Schlumberger Logelco Inc.», «Petro-Unit» және «ИБК «СиБу» мамандарымен бірлесіп, ұңғыманың сәтті бұрғылануын қамтамасыз ететін, кешенді техникалық шаралардың орындалуын жүзеге асырды. Мақалада № 805 көлденең ұңғыманы бұрғылау барысында қолданылған, оңтайлы КНБК таңдау секілді, қолайлы инженерлік шешімдер мен шараларға шолу жүргізілген.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: «Ембімұнайгаз» АҚ, С.Нұржанов кен орны, бұрғылау, көлденең ұңғыма, Т-IV горизонтындағы терригенді шөгінді, телеметрия, геонавигация, MWD және LWD.

EXPERIENCE OF DRILLING THE FIRST HORIZONTAL WELL AT THE S. NURZHANOV FIELD OF «EMBAMUNAIGAS» JSC

K.A. ADILBEKOV, Deputy Director General of geological exploration

M.M. YERMEKOV*, director of the drilling and WO department, doctor of technical sciences

E.M. MUKANOV, head of the department of geological and hydrodynamic modelling

«Embamunaigas» JSC,

Republic of Kazakhstan, 060002, Atyrau city, Valikhanov str., 1

A project of drilling a horizontal well with the depth of 4040 m for clastic reservoir of horizon T-IV of the S. Nurzhanov field was implemented for the first time in the history of Embamunaigas JSC in 2019. While implementing the project, the specialists of Embamunaigas JSC together with Schlumberger Logelco Inc., Petro-Unit and XiBu executed a set of technical measures that ensured successful well drilling. The article provides an overview of engineering solutions and measures for drilling horizontal well № 805, including the selection of optimal BHA, parameters of drilling fluids, geosteering service based on geological model.

KEY WORDS: Embamunaigas JSC, S. Nurzhanov field, drilling, horizontal well, clastic reservoir of T-IV horizon, geosteering, MWD&LWD.

Как известно, наиболее перспективным направлением повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) трудноизвлекаемых запасов является переход на бурение горизонтальных скважин (ГС). Особенно важно применять системы разработки с ГС на месторождениях с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов, зон выклинивания, участков тонких коллекторов. ГС, имея большую площадь вскрытия пласта, снижают фильтрационное сопротивление и являются

эффективным методом не только повышения производительности скважин, но и величины нефтеотдачи продуктивных пластов.

Бурение ГС позволит уменьшить количество проектного фонда вертикальных скважин, при этом, не уменьшая, а увеличивая коэффициент охвата выработкой запасов нефти за счет пространственной архитектуры дренирования пластов, а значит повышения КИН и экономии на инфраструктуре.

Одним из сложных объектов АО «Эмбаунайгаз» являются терригенные отложения Т-IV горизонта месторождения С. Нуржанов с общей эффективной толщиной 15–30 м, которые характеризуются низкой проницаемостью нефтенасыщенного коллектора (до 30 мД) и содержат тяжелую нефть (0,9 г/см³). Разработка данного горизонта ведется вертикальными скважинами за счет проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

Горизонтальная скважина № 805 на месторождении С. Нуржанов, впервые в истории АО «Эмбаунайгаз», была пробурена до глубины 4040 м в пределах нефтенасыщенного коллектора горизонта Т-IV в сводовой части залежи (рисунок 1). Данные каротажа во время бурения и ГТИ показали, что горизонтальная секция скважины с протяженностью 650 м полностью прошла по нефтенасыщенной части целевого горизонта Т-IV.

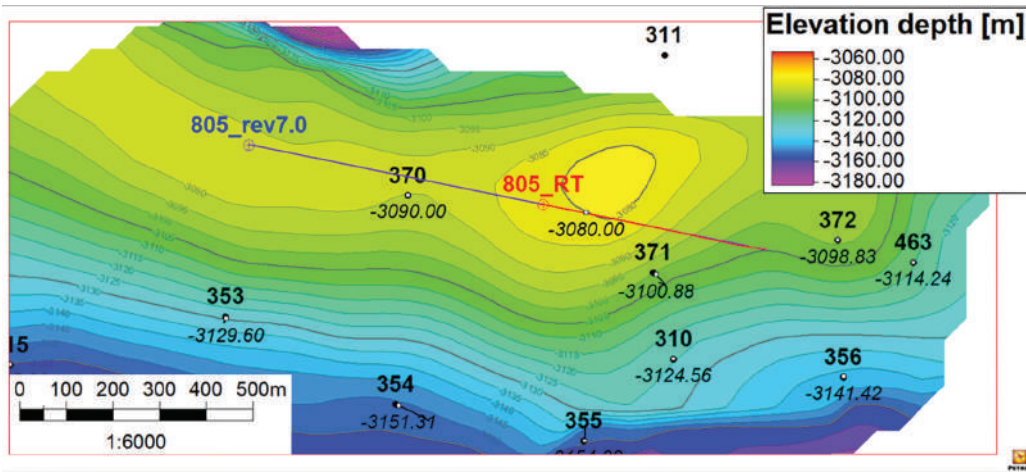


Рисунок 1 – Фактическая траектория скважины С. Нуржанов-805ГС и опорные скважины

Строительство скважины проводила компания «Инженерная Буровая Компания «СиБу» буровой установкой ZJ70/4500D с электрическим приводом постоянного тока, оснащенной верхним приводом (Top Drive) TDS-11SA, согласно конструкции, приведенной в *таблице 1*.

Бурение и крепление, подготовка горизонтального ствола скважины для спуска хвостовика, а также работы по спуску и фиксации хвостовика Ø114,3 мм со скважинным оборудованием для многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) выполнены за 75 суток при проектных 67,4 суток. Превышение продолжительности

Таблица 1 – Конструкция скважины С. Нуржанов-805ГС

Диаметр долота, мм	Наименование колонны	Глубина спуска, м				Мех. скорость бурения, м/сек
		по проекту		по факту		
		по TVD	по MD	по TVD	по MD	
490	Направление Ø426,1	20	20	24	24	5,4
393,7	Кондуктор Ø323,9	100	100	100,86	100,86	5,38
295,3	Тех. колонна Ø244,5	1800	1800	1802,44	1802,44	8,84
215,9	Экс. колонна Ø177,8×9,19*	3081,09	3376,07	3081,09	3387,93	9,63
152,4	Хвостовик Ø114,3×7,366**	3076,95–3098,1	3326,07–4025,83	3076,95–3098,1	3356–4038,18	7,08

Примечание: *Резьбовое соединение и группа прочности стали эксплуатационной колонны Ø177,8×9,19: UP FMC, L-80 – в интервале 0–2572 м; VAM TOP, N-80 – в интервале 2572–3387,9 м; хвостовика 114,3×7,366 – VAM TOP, P-110.
**Смещение от вертикали – 1182,65 м, максимальный зенитный угол – 88,5 в интервале 3376,07–4025,83 м.

сти бурения и крепления скважины на 7,6 суток связано с ремонтом, ожиданием и заменой Top Drive из-за защемления кабеля в направляющие рельсы в результате сильного штормового ветра, а также прихватом бурильного инструмента из-за выхода из строя Top Drive. Прихват инструмента при положении долота 3922 м был устранен установкой нефтяной ванны в объеме 11,8 м³.

После спуска хвостовика проведены работы по активации заколонных пакеров и пакера подвески. Опрессовка затрубного пространства на 150 атм показала успешное завершение работ и готовность скважины к проведению МГРП.

По начальной структурной модели было установлено, что мощность целевого интервала значительно варьируется в опорных скважинах, при этом наилучшие коллекторские свойства прослеживаются в средней и нижней частях целевого интервала (рисунк 2). Поэтому, основной задачей при проводке горизонтального ствола явилось предотвращение вскрытия глинистых пород в подошве целевого горизонта.

Сервис геологического сопровождения компанией Schlumberger Logelco Inc. был начат 23.03.2019 г. с забоя 2801 м (в пределах пласта J-V-3).

Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) для бурения 8,5" (215,9 мм) секции набора угла состояла из PDC долота (Smith), роторно-управляемой системы (РУС) PowerDrive Archer, прибора телеметрии MWD Telescope, яса (рисунк 3).

Данная КНБК была выбрана с точки зрения геологического сопровождения: РУС PD Archer, позволила достичь необходимой интенсивности набора угла, а наличие ориентированного над долотногамма-каротажа (ГК) – минимизировать непромер от долота, что помогло при межскважинной корреляции. При этом для хорошей очистки ствола скважины, а также необходимого перепада давления на лопасти РУС, поток жидкости выбирался на уровне 1900 л/мин, расчетное давление на стояке составляло 2230 psi (152 атм).

Все внешние компоненты РУС PD Archer вращаются, повышая тем самым механическую скорость проходки, улучшая качество стенок и очистки ствола скважины

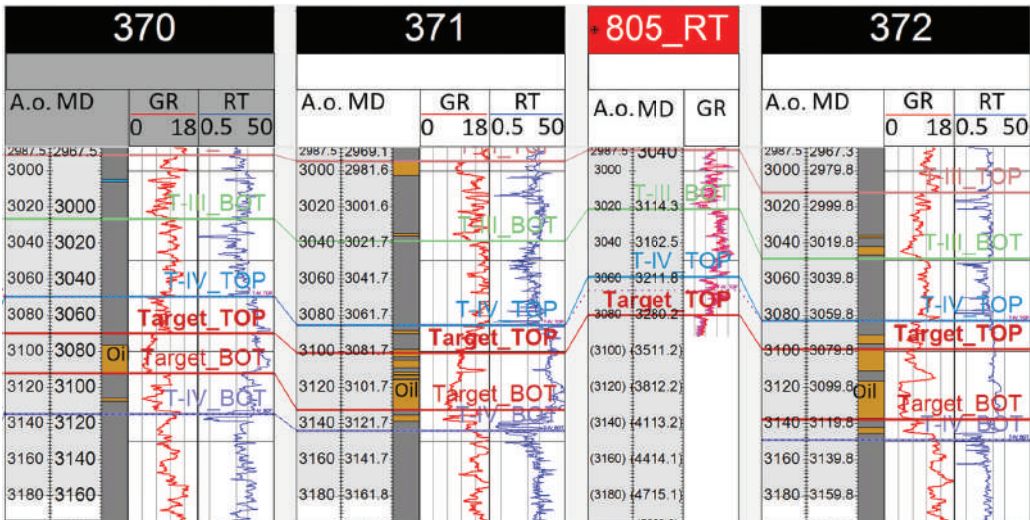


Рисунок 2 – Корреляция по опорным скважинам

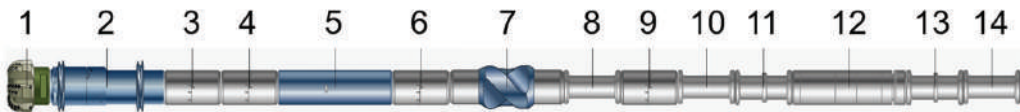


Рисунок 3 – Компоновка для бурения 8,5» секции: 1 – долото PDC 8,5" BitX516; 2 – РУС PD Archer; 3 – переводник; 4, 6 – предохранительный переводник; 5 – телеметрия MWD Telescope NF; 7 – немагнитный предохранительный переводник; 8 – гибкая немагнитная УБТ; 9 – переводник с фильтром; 10, 14 – бурильные трубы S (5" DPS, Premium); 11, 13 – ТБТ (5" HWDP); 12 – 6,5" Яс

и сокращая риск возникновения механического или дифференциального прихвата. РУС PD Archer – это гибридная система, совмещающая в себе две технологии, работающие по принципу «push-the-bit» и «point-the-bit» – с отклонением и направлением долота. В приборе установлены системы управления от PD X6, где стационарный электронный модуль обеспечивает вращение и управление контрольного клапана для направления небольшой части бурового раствора (энергии бурового раствора) для воздействия на внутренние отклоняющие элементы. Внутренние отклоняющие элементы воздействуют на корпус центриатора изнутри, отклоняя КНБК в заданном направлении.

Благодаря высокой интенсивности набора угла, РУС PD Archer позволяет бурить сложные траектории, при этом сохраняя высокую механическую скорость проходки и хорошее качество стенок ствола скважины. Применение PD Archer позволяет выполнить срезку с любого зенитного угла – за один рейс без подъема компоновки, а также пробурить твердые промежуточные пласты при высокой интенсивности набора угла.

Технология измерений во время бурения (MWD) использована для определения траектории скважины в трехмерном пространстве, а также установления истинной

глубины по вертикали, расположения забоя и ориентации направляемых буровых систем. MWD позволила измерять ряд параметров для буровой колонны, КНБК и ствола скважины, что обеспечивало бурение согласно плану и позволило выявлять обстоятельства, которые могут привести к повреждению оборудования или другие, чреватые простоями, условия.

Измерения в процессе бурения дали возможность своевременных действий по сохранению проектной траектории ствола скважины. Указанные измерения позволили получать информацию о силах, воздействующих на буровую колонну и КНБК, включая динамические характеристики и вибрацию, статическое и динамическое давление внутри буровой колонны и в затрубном пространстве, а также размеры и форму самого ствола скважины.

Для выполнения поставленных геологических задач, при бурении 8,5" секции были сделаны три корректировки траектории скважины (при глубинах 3154, 3209, 3294 м), результатом которых стала посадка транспортной секции в средней части целевого интервала, на глубине 3390 м по стволу (а.о. -3092 м), с зенитным углом 87°. При этом кровля продуктивного интервала была пересечена на глубине 3280,2 м по стволу (а.о. -3080 м), что на 23 м по вертикали выше прогнозной отметки (рисунок 4). Вскрытие кровли продуктивного интервала было также подтверждено по данным ГТИ (доля песчаника в шламе 100%, люминесценция шлама, рост газопоказаний).

По результатам бурения 8,5" секции структурная модель была обновлена с учетом всех имевшихся данных. В соответствии с обновленной структурной моделью, была построена плановая траектория Rev8.1, отвечающая геологическим задачам (рисунок 5).

Несмотря на расположение забоя транспортной секции между скважинами 371 и 370, на небольшом латеральном удалении от них, на этапе посадки скважины в продуктивный пласт была отмечена высокая структурная неопределенность – кров-

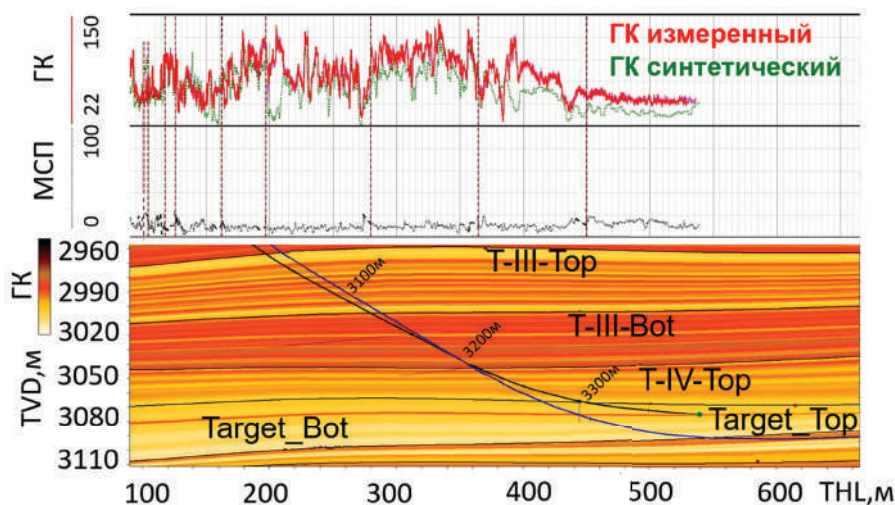


Рисунок 4 – Разрез вдоль планового профиля с синтетическим каротажем и инверсией

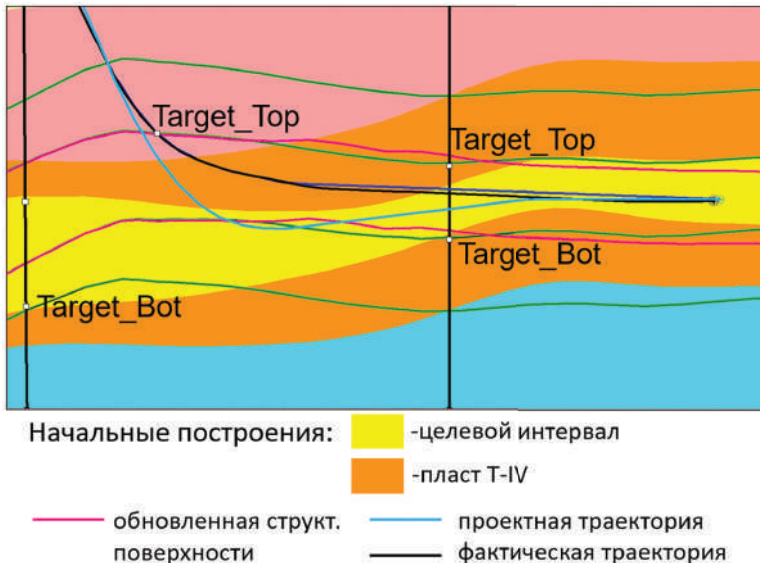


Рисунок 5 – Обновленная структурная модель

ля целевого интервала была встречена на 23 м по вертикали выше ожидавшегося. Причем по мере удаления от скв. 370, из-за отсутствия скважин в направлении бурения, структурные неопределенности повышались.

Бурение горизонтальной 6" секции было начато 13.04.2019 г. с забоя 3390 м, где разбуриваемые породы были представлены нефтенасыщенными песчаниками с неоднородными ФЕС. Для корректировки горизонтальной секции скважины в процессе бурения для расположения ствола в части целевого пласта T-IV с наиболее перспективными коллекторскими свойствами, были использованы каротажи во время бурения (LWD). Данные LWD поступали в режиме реального времени в специализированное программное обеспечение Petrel, где при корреляции с опорными скважинами уточнялись структурная и литологическая модель, на основании чего предлагались корректировки траектории скважины.

КНБК для бурения горизонтальной 6" (152,4 мм) секции состояла из PDC долота (Smith), РУС PowerDrive X6, картографа границ пласта PeriScope HD (для геонавигации), прибора телеметрии MWD IMPulse 20k Low Flow, прибора нейтронно-плотностного каротажа с извлекаемым радиоактивным источником ADN-4, яса (рисунок 6).

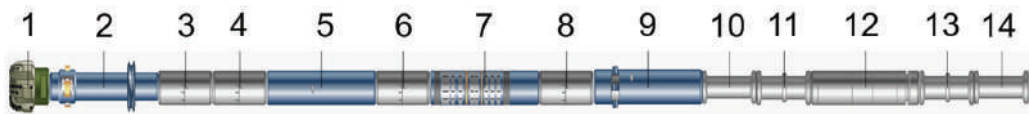


Рисунок 6 – Компонетка для бурения 6» горизонтальной секции:

- 1 – долото PDC 6" Bit; 2 – РУС PD X6; 3, 4 – переводник; 5 – PeriScope HD;
- 6, 8 – предохранительный переводник; 7 – телеметрия IMPulse; 9 – ADN-4;
- 10, 14 – бурильные трубы S (3,5" DPS, Premium); 11, 13 – ТБТ (3,5" HWDP); 12 – 4 3/4" Яс

Система РУС PD Х6, работающая по принципу «push-the-bit» (отталкивание долота от стенок скважины), обеспечивается трехмерным контролем траектории скважины при непрерывном вращении бурильной колонны. PD Х6 использует поток бурового раствора для приведения в действие лопастей, отталкивающихся от стенок ствола скважины для поддержания необходимого зенитного угла. Для оптимальной очистки ствола скважины, а также создания необходимого перепада давления на лопасти РУС, поток жидкости был выбран в пределах 600–690 л/мин при удельном весе раствора 1,3 г/см³ и расчетном давлении на стояке 2840–3430 psi (193–240 атм).

Улучшенная функция контроля управляемости РУС PD Х6 позволяет работать с более высокой плотностью бурового раствора, расширенным диапазоном расхода и параметрами бурения, агрессивными растворами с наличием мелкого шлама, что делает систему подходящей для бурения в сложных условиях. Благодаря вращению всех элементов системы уменьшается риск образования затяжек и механических прихватов, повышается скорость проходки, достигается высокое качество очистки ствола, достигается хорошее качество стенок ствола скважины и уменьшается их искривленность. Все эти положительные качества РУС PD Х6 позволили снизить крутящий момент и устранить необходимость проведения незапланированных рейсов для очистки ствола.

Датчики приборов находились от долота на расстоянии: гамма – 2,05 м, инклинометрия РУС – 2,33 м, каротаж сопротивления (картирование) – 9,28 м, гамма на картографе – 12,24 м, инклинометрия – 18,02 м, гамма телеметрия – 18,63 м, плотностной каротаж – 26,26 м, нейтронная пористость – 27,37 м.

Использование данного набора методов LWD обусловлено как с точки зрения геонавигации во время бурения, так и для оперативной оценки ФЕС пород-коллекторов, а также для интерпретации оценки ФЕС пород-коллекторов при отсутствии размыва/овализации ствола скважины.

Таким образом, LWD при помощи дополнительных модулей к низу компоновки стандартных приборов для измерения инклинометрии, позволил:

- контролировать пространственное положение ствола скважины в процессе бурения в пределах целевого горизонта;
- обосновано принимать решения по изменению траектории скважины в зависимости от изменяющихся геологических условий скважины прямо в процессе бурения;
- проводить каротаж в режиме реального времени и отказаться от проведения дополнительных промежуточных каротажей на кабеле или на буровом инструменте с целью оценки геологических условий по стволу скважины;
- оперативно получать данные для количественной оценки параметра пласта и коллекторных свойств.

Прибор нейтронно-плотностного каротажа adnVISION в КНБК, в сочетании с сервисом петрофизической интерпретации, позволил определять коллекторские свойства разбуриваемых пород (пористость, проницаемость), отслеживать состояние ствола скважины по 3D плотностному каверномеру, а также определять структурные углы по имиджу плотности.

Наличие прибора PeriScope HD в КНБК дало возможность определять струк-

турные углы по картированию отдельных прослоев в пределах целевого интервала, а также контролировать положение ствола скважины относительно контрастных границ кровли и подошвы коллектора. В случае обнаружения кровли или подошвы в пределах зоны чувствительности прибора, следовала соответствующая корректировка траектории скважины.

По данным PeriScope HD, усредненный структурный угол в первой половине горизонтальной секции составил $\sim 1,5^\circ$ падения в направлении бурения, во второй половине горизонтальной секции $\sim 0,4^\circ$ падения в направлении бурения.

Сервис геонавигации и инверсия PeriScope HD позволили выполнить все возложенные на бурение горизонтальной секции задачи, не допустив выхода за пределы целевой зоны и избегнув нежелательного приближения ствола скважины к непродуктивным породам, залегающим в ее пределах.

Основная часть горизонтальной 6" секции проведена с зенитным углом $89,5^\circ$, при забое 3930 м была сделана корректировка на набор угла до 90° для предотвращения вскрытия относительно низкоомного прослоя с ухудшенными ФЕС (рисунок 7).

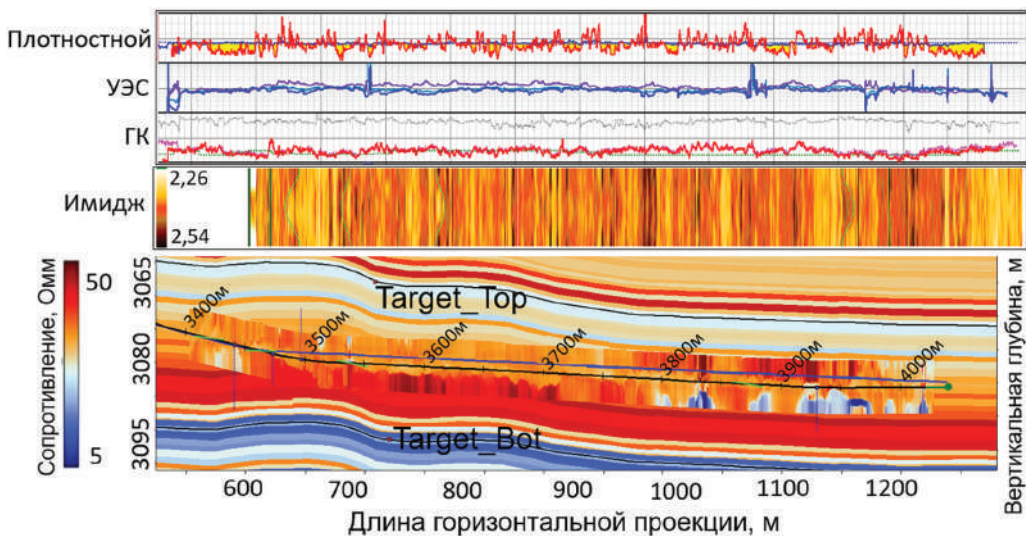


Рисунок 7 – Фактическая траектория скважины на окончательный забой 4040 м

Комплексная интерпретация данных при забое 3930 м подтвердила приближение к низкоомному прослою с повышенной глинизацией, расположенному в пределах целевого интервала, а не к подошве целевого интервала. Максимальное сближение со скв. 370 произошло в районе отметки 3675 м по стволу и составило 40 м по латерали.

Таким образом, отбивки кровли и подошвы целевого интервала в скв. 370 дали жесткую привязку структурной модели в пространстве (с учетом возможных погрешностей определения глубины и расчета а.о.).

Бурение горизонтальной секции закончено 25.04.2019 г. при забое 4040 м (см. рисунок 7). При этом длина горизонтальной секции от забоя секции 215,9 м составила 650 м.

После достижения окончательного забоя были записаны данные плотностного каверномера при подъеме КНБК. При этом значительных расхождений с данными, записанными во время бурения, а также с номинальным диаметром (152,4 мм), не было выявлено.

По результатам бурения горизонтальной 6" секции структурная модель была обновлена с учетом вновь полученных геолого-геофизических данных. В целом, общий тренд поведения структуры, обновленной после бурения транспортной секции сохранился, однако зафиксирована некоторая изменчивость структурного угла на протяжении горизонтальной секции (см. рисунок 5). Расхождение на ~2 м по вертикали обновленных структурных поверхностей с отбивками кровли и подошвы целевого интервала в скв. 370 может быть обусловлено погрешностями измерения глубин (а.о.) в одной из скважин, а также наличием отхода ~40 м по латерали от плоскости отображаемого разреза.

В процессе проводки горизонтальной секции сделаны четыре корректировки траектории скважины, первые три из которых призваны увеличить углубление скважины стратиграфически вниз для бурения в средней/нижней части целевого интервала, а цель четвертой корректировки – предотвращение вскрытия зоны с ухудшенными ФЕС.

При бурении ГС эффективная транспортировка шлама и хорошая удерживающая способность бурового раствора (БР) являются важными факторами. Величина сил трения в значительной степени зависит от количества шлама, поэтому необходимо добиваться полного его выноса. На вынос шлама влияют различные факторы, к числу которых относятся зенитный угол скважины, производительность насосов (скорость движения жидкости в кольцевом пространстве), реологические свойства и плотность раствора, режим его течения, механическая скорость бурения и др.

Качество и состав БР при бурении ГС играет существенную роль вследствие того, что:

1) в ГС более сложна проблема сохранения устойчивости ствола скважины, так как глинистые породы, устойчивые в вертикальном стволе, при углах отклонения от вертикали 70° осыпаются;

2) в ГС более велика вероятность поглощения раствора, так как градиент гидроразрыва пород для ГС ниже, чем для вертикальных, и приближается к градиенту парового давления;

3) более сложна очистка горизонтального ствола от выбуренной породы;

4) в ГС более высоки силы трения, возникающие при движении буровой колонны.

Кроме того, при бурении ГС раствору предъявляется ряд дополнительных требований, основными из которых являются следующие:

- минимальное воздействие БР на пласт в связи с тем, что время контакта БР с коллектором многократно возрастает по сравнению с вертикальными скважинами;
- повышенные смазочные свойства для снижения сил сопротивления движению колонны буровых труб;
- повышенная способность к выносу шлама в связи с тем, что он находится, в основном, у лежачей стенки скважины;

- обеспечение устойчивости стенок скважины в связи с повышенными напряжениями на висячей стенке.

Загрязнение продуктивного горизонта БР и его фильтратом приводит к уменьшению проницаемости пород и, как следствие, к снижению дебита скважины. Само загрязнение происходит в результате:

- закупорки пор твердой фазой раствора;
- диспергирования глин, находящихся в пласте, при взаимодействии с фильтратом БР;
- образования осадков и эмульсий при взаимодействии БР и пластовых флюидов;
- увеличения вязкости флюида под действием полимеров, содержащихся в растворе.

Уменьшить воздействие БР на продуктивный горизонт возможно снижением репрессии на пласт и подбором состава раствора. Состав БР должен быть таким, чтобы на стенках скважины образовалась тонкая непроницаемая фильтрационная корка, а фильтрат был инертен по отношению к породам и флюиду.

Так как важной частью процесса строительства ГС является правильный выбор БР, чтобы избежать осложнений, обеспечить эффективную очистку ствола и исключить загрязнение пласта, то перед разработкой программы по буровым растворам для строительства горизонтальной скважины на месторождении С. Нуржанов, первым делом был проведен детальный анализ регионального опыта проводки скважин и определение основных технологических рисков при бурении, которые выявили следующие основные технологические вызовы:

- определение оптимальной плотности бурового раствора при бурении транспортного ствола;
- предотвращение поглощений бурового раствора в результате высоких значений эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) при бурении транспортного ствола;
- обеспечение стабильности горизонтального участка и безаварийного спуска хвостовика, оборудованного под проведение МГРП.

Работы по приготовлению, сопровождению и контролю за буровым раствором при строительстве скважины С. Нуржанов-805ГС проводило ТОО «Petro-Unit». При этом 8,5" секция набора угла и 6" горизонтальная секция в интервале с 1805 до 4040 м пробурена с использованием KCl полимерного бурового раствора системы Pore Bridge Plus. Хлористый калий является одним из наиболее эффективных ингибиторов, так как ионы калия не дают глинистым частицам отделяться друг от друга, а это уменьшает загрязнение пласта и повышает устойчивость стенок скважины.

Плотность бурового раствора варьировалась от 1,21 в начале до 1,28 г/см³ – к концу бурения 6" секции, которая поддерживалась на необходимом уровне за счет разбавления свежеприготовленного раствора и работы центрифуги. В качестве основного утяжелителя использовался карбонат кальция CaCO₃, в качестве вспомогательных – KCl, NaCl.

Для достижения оптимального выноса шлама был заранее подобран основной реологический параметр LSYP (напряжение при низких скоростях сдвига), позво-

ливший добиться хорошей выносящей способности раствора в наклонных/горизонтальных секциях скважины без увеличения ДНС (динамического напряжения сдвига), что в свою очередь помогло удерживать эквивалентную циркуляционную плотность на низком уровне.

Для полного выноса шлама, в первую очередь, поддерживался повышенный расход БР. В процессе бурения горизонтального ствола периодически производилось расхаживание инструмента и его вращение. При наращивании инструмента и перед подъемом осуществлялась промывка скважины с различной интенсивностью с одновременным расхаживанием и вращением инструмента. При СПО производились промежуточные промывки через 100500 м, особенно в горизонтальной части ствола.

Реологические свойства и вязкостные характеристики бурового раствора поддерживались с помощью структурообразователя Xanthan Gumi полианионного целлюлозного полимера Petro Pac LV/R (добавка для сокращения скорости фильтрации). Немаловажную роль выполнил высококачественный биополимер на основе ксантановой смолы Petro Vis, который увеличил значения СНС, а также улучшил реологические свойства бурового раствора.

На протяжении бурения 8,5" и 6" секций скважины водоотдача составляла 3,2 – 3,8 мл/30 мин. Фильтрация контролировалась с использованием таких высококачественных продуктов, как Petro-Pac LV, Pac R. Уровень pH бурового раствора поддерживался в пределах 9,5 – 10,5, чтобы обеспечить соответствующую щелочность для работы полимеров, а также снизить отрицательное коррозионное воздействие флюида на буровое оборудование. Для поддержания pH использовалась каустическая сода.

Уменьшение сил сопротивления движению инструмента в скважине при бурении и СПО достигалось введением в БР смазывающих добавок. Содержание смазки в буровом растворе в процессе бурения данных секций поддерживалось в пределах 3–4,5% за счет использования таких смазывающих материалов, как Evocon, Evolube, Petro-Lube и Petro-Lube Plus. Также был использован противоприхватный реагент OS Free Pipe.

Горизонтальная скважина № 805 была успешно пробурена до глубины 4040 м с протяженностью горизонтального ствола 650 м, полностью расположенного в целевом горизонте T-IV. Согласно петрофизической интерпретации, эффективная часть ствола составила 94,3%. Таким образом, применение геонавигации с технологией многопластового картирования коллектора позволило значительно снизить геологические риски и решить поставленные задачи в сложных геологических условиях. 