

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

Д и а г н о с т и к а о с л о ж н е н и й в п р о ц е с с е б у р е н и я
п о д а н н ы м Г Т И
(н а п р и м е р е с к в а ж и н П р и о б с к о г о
м е с т о р о ж д е н и я)

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса 532 группы заочной формы обучения

геологического факультета

направление 21.03.01 Нефтегазовое дело

профиль «Геолого-геофизический сервис»

Гуреева Олега Сергеевича

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

К.Б. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Как и остальные отрасли, нефтегазовая отрасль не стоит на одном месте благодаря научно-технологическому прогрессу. Планомерное появление и последующее внедрение новых технологий и позволили осуществить создание такого направления исследований нефтегазовой отрасли как ГТИ. Безусловно, основой ГТИ является компьютерно-вычислительная техника, без которой сейчас трудно и представить существование данного вида исследований, и которая явилась фундаментом для ее зарождения. Помимо решения ряда других задач, появление ГТИ так же позволило решить задачи по диагностике предаварийных ситуаций и предупреждению осложнений последующего процесса бурения.

Цель выпускной квалификационной работы состоит в практическом подтверждении эффективности комплекса ГТИ, в частности увеличения скорости проводки и сокращения сроков строительства скважин на основе оперативной информации, получаемой по средством анализа данных, полученных от ГТИ в процессе бурения. Подтверждение обоснованности и незаменимости ГТИ как источника исчерпывающей информации при анализе причин приведших к осложнениям.

Для выполнения поставленной цели в работе решались следующие задачи:

- Изучение возможностей предупреждения осложнений в процессе бурения методами ГТИ;
- Изучение особенностей технологического процесса бурения
- Проведение интерпретации технологических данных ГТИ по скважине, признаков осложнений во время строительства скважины;
- Изучение причин осложнений в процессе бурения и обоснование методики выбора и поддержания рационального режима проходки.

Работа состоит из трех разделов. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ». Второй «Цели, задачи и методика ГТИ». Третий «Результаты работы».

Основное содержание работы

Раздел первый. Геолого-геофизическая характеристика района работ

Раздел первый подраздел один. Стратиграфия приобского месторождения

Геологический разрез Приобского месторождения сложен мощной толщей (более 3000м) терригенных отложений осадочного чехла мезокайнозойского возраста, залегающих на породах доюрского комплекса, представленных корой выветривания.

Разрез представлен следующими системами: Юрская система (J), Меловая система (K), Палеогеновая система (P2), Четвертичная система (Q).

Раздел первый подраздел два. Тектоническое строение Приобского месторождения

В структурном отношении Приобское нефтяное месторождение относится к Западно-Сибирской плите. Плита представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, в котором выделено три структурных этажа (начиная снизу): складчатый палеозойско-допалеозойский, параплатформенный (промежуточный) и осадочный мезозойско - кайнозойский. В региональном тектоническом плане Приобское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, расположено в пределах Фроловской мегавпадины, между Сыньеганской террасой и Салымским мегавалом. Существенную роль в строении мегавпадины играют карбонатные породы девона, из которых получены высокие дебиты нефти.

Раздел первый подраздел три. Нефтеносность Приобского месторождения

Нефтеносность месторождения связана с неокомскими и среднеюрскими отложениями, охватывающими значительные по толщине отложения осадочного чехла, от среднеюрского до аптского возраста и составляет более 2,5км. Все залежи являются литологическими или структурно литологическими

и относятся к категории сложно построенных, что обусловлено особенностями формирования песчаных тел, к которым они приурочены. Непромышленные притоки нефти и керн с признаками углеводородов получены из отложений тюменской (пласты Ю1 и Ю2) и баженовской (пласт Ю0) свит. Промышленная нефтеносность установлена в неокомских пластах группы АС, где сосредоточено 90% разведанных запасов. Основные продуктивные пласты заключены между пимской и быстринской пачками глин. Залежи приурочены к линзовидным песчаным телам, сформировавшимся в шельфовых и клиноформных отложениях неокома.

Раздел второй. Цели, задачи и методика ГТИ.

ГТИ являются одной из составных частей геофизических исследований газовых и нефтяных скважин и предназначены для того, чтобы осуществлять контроль за состоянием всех этапов строительства скважины, достижения высоких технико-экономических показателей, а также для обеспечения выполнения природоохранных требований. Процесс данных исследований начинается с преобразования измеряемых физических величин в различного рода сигналы в датчиках в местах их установки, а заканчивается преобразованием и обработкой полученной информации другим участникам процесса строительства скважины. По целевому назначению основные задачи ГТИ можно разделить на: технологические, планово-экономические, научно-исследовательские, информационные. Целью исследований является повышение эффективности бурения и оптимизация процесса строительства скважины с точки зрения безаварийности процесса строительства скважины, стоимости бурения и обеспечения условий для последующей эффективной добычи нефти и газа из разработанных пластов.

Раздел второй подраздел первый. Осложнения при строительстве скважины и возможные меры по их предупреждению с помощью ГТИ.

Осложнение – отклонение технологии ведения работ от проекта или приостановка технологического цикла работ, восстановление которого возможно после устранения причин, повлиявших на это.

Раздел второй подраздел первый пункт один.

Газонефтеводопроявление.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – это поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или же их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве, ремонте и освоении. ГНВП возникает при условии, если пластовое давление становится выше гидростатического давления столба бурового раствора, заполняющего скважину. ГНВП может проявлять себя как от поступления незначительного количества флюида в скважину, так и до открытого фонтанирования газа или нефти на устье скважины.

Раздел второй подраздел первый пункт два. Поглощение бурового раствора.

Поглощение бурового раствора — это одно из самых распространенных осложнений в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения. Поглощение промывочной жидкости объясняется, во-первых, превышением давления столба жидкости в скважине относительно пластового давления (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), во-вторых, характером объекта поглощения.

Различают три категории интенсивности поглощений: малой интенсивности (до 10-15 м³/ч), средней интенсивности (до 40-60 м³/ч) и высокоинтенсивные (более 60 м³/ч).

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы: 1) Геологический фактор 2) Технологический фактор.

Раздел второй подраздел первый пункт третий. Грифоны и межколонные проявления. Мероприятия по их предупреждению и методы ликвидации

Под грифонами, происходящими в процессе строительства скважины, следует понимать фонтанные газы, нефти и водопоявления уже вскрытых пластов, выходящие на земную поверхность по трещинам, высокопроницаемым пластам или по контакту цемент—порода, вне пределов устья скважины. А так же выход БР на дневную поверхность вне устья скважины. Межколонные проявления и грифоны обычно взаимосвязаны и обуславливают друг друга. По причинам возникновения все случаи грифонообразования, а также межколонных проявлений связаны с некачественной изоляцией пластов с высоким давлением, необоснованной глубиной спуска кондуктора, низким качеством цементирования, а так же с низкой условной вязкостью буровых растворов при бурении на малых глубинах. Для предотвращения грифонов и межколонных проявлений необходимо: спустить кондуктор с учетом перекрытия пластов, по которым может произойти поступление пластовой жидкости или газа на поверхность, и обеспечить его качественное цементирование с подъемом цементного раствора до устья скважины. В ряде случаев работы по ликвидации грифонов заканчиваются гибелью скважин.

Раздел второй подраздел первый пункт четвертый. Осложнения с элементами колонны бурильных труб.

Основными авариями, связанными с элементами колонны бурильных труб, являются потеря подвижности (прихваты) БИ и слом (оставление) БИ в скважине. Прихватами называется невозможность вертикальных перемещений и вращений инструмента в скважине при технически допустимых натяжениях.

Прихваты делятся на механический и дифференциальный.

Раздел второй подраздел первый пункт пятый. Осложнения с долотами.

В зависимости от типа долота различают аварии с шарошечными долотами и лопастными долотами истирающего типа. С шарошечными долотами чаще всего происходит их отвинчивание и разрушение. В результате

аварий с шарошечными долотами в скважине чаще всего остаются шарошки долот.

Долота истирающего типа в этом плане гораздо надежнее и основной причиной инцидента с ними является слом резьбы или откручивание.

Раздел второй подраздел первый пункт шестой. Осложнения с обсадными колоннами и элементами их оснастки.

Обсадные колонны являются неотъемлемой частью конструкции скважины и требуют точного соблюдения как физико-технических свойств в зависимости от их назначения, так и соблюдения выполнения критерия по глубине спуска. Обсадные колонны имеют максимальный диаметр к диаметру скважины по всей своей длине в отличие от бурильной колонны во время углубления при строительстве скважины, и, кроме того, так же имеет технологическую оснастку такую как центрующие фонари, пакеры и пр. Эти факты обуславливают большое количество рисков при выполнении такого технологического этапа работ как спуск обсадных колонн. Именно по этому спуску обсадных колонн в последнее время уделяют все больше и больше внимания, так как наличие НПВ на данном этапе не редкость. Так же не стоит забывать и о рисках ГНВП, которые так же вполне возможно предупредить с помощью ГТИ.

Раздел третий. Результаты работы.

Раздел третий подраздел первый. Применение данных ГТИ на примере скважины 62426Г Приобского месторождения. Выявление ГНВП.

В процессе бурения скважины 62426Г под секцию “Эксплуатационная колонна” во время проработки ствола скважины выявлен приток в скважину флюида $V=8\text{м}^3$.

При выключенных буровых насосах, при положении долота на глубине 2956м, зафиксировано наличие потока ПЖ на выходе из скважины, изменение показаний датчика температуры на выходе из скважины, а так же увеличение

объёма ПЖ в рабочих емкостях. Так как приток был кратковременным, работ по закрытию ПВО не производилось. Далее по плану работ на строительство скважины предстоял спуск КНБК до забоя и промывка в течении 2-х циклов полной циркуляции БР.

Во время спуска КНБК стоял вопрос об увеличении плотности БР во время промывки на забое. Но после отбора забойной пачки и дальнейшего ее химического анализа было выявлено поступление жидкости заканчивания с ранее отбуренных скважин на кустовой площадке. Данный приток на прямую связан с работой флота ГРП на кустовой площадке.

Данная ситуация довольно полно отображает важную роль ГТИ в предотвращении осложнений при строительстве скважин. Хотя данное поступление жидкости заканчивания и не повлияло кардинальным образом на параметры БР и дальнейшее строительство скважины, оно было на прямую связано с человеческим фактором (работой флота ГРП на КП). После выявления данного притока дальнейшие работы флота ГРП координировались более ответственно и на прямую зависели от этапа строительства бурящейся скважины.

Раздел третий подраздел второй. Применение данных ГТИ на примере скважины 55991Г Приобского месторождения. Выявление поглощения.

На Приобском месторождении продуктивным горизонтом является Черкашинская свита (пласты АС10, АС11, АС12), которая в интервалах нефтеносности представлена алевритистыми песчаниками и песчаниками.

Во время бурения скважины 55991Г, при бурении в интервале 3365-3389,5м, выявлено сверхнормативное уменьшение объема БР в активных емкостях, для данной проходки. Расчетное заполнение ствола скважины буровым раствором на данный пробуренный участок, с учетом коэффициента кавернозности ствола скважины должно было составить 2,11м³, а фактическое заполнение, составило 3,3м³. Благодаря обнаружению данного несоответствия

инженером ГТИ было выявлено поглощение БР интенсивностью 0,8м³/ч. После оповещения всех участников строительства скважины, буровым супервайзером было принято решение о снижении расхода ПЖ до минимально возможного согласно плана на бурение скважины 55991Г. Данная процедура является стандартной для определения наличия поглощения на меньшем литраже БН. На более низком литраже сверхнормативных потерь зафиксировано не было, что позволило продолжить бурение без дальнейшего поглощения БР. Так же подрядчиком по БР оперативно была заготовлена и прокачена кольматационная пачка, для ликвидации выявленного поглощения. После прокачки кольматационной пачки удалось выйти на прежний (большой) режим по расходу ПЖ буровыми насосами, без сверхнормативных потерь и продолжить бурение в штатном режиме.

Хоть данное поглощение по своей интенсивности столь мало, что его с трудом можно отнести к поглощению малой интенсивности и с большей долей вероятности можно отнести к повышенной фильтрации пластом коллектором, это все же поглощение. То, что инженер ГТИ выявил именно поглощение обуславливается тем, что оно было ликвидировано кольматационным составом, когда в свою очередь повышенная фильтрация пластом коллектором наблюдается на протяжении всего этапа строительства скважины в продуктивном горизонте. Несмотря на то, что интенсивность была столь мала, благодаря станции ГТИ заказчику удалось избежать лишних материальных затрат, т.к проектный забой скважины являлся 4108м. При средней скорости бурения 40м/ч, которая обычно наблюдается на подобных скважинах в продуктивном горизонте, на оставшиеся 743м проходки примерно было бы потрачено 18,5 часов чистого бурения. Имея расчетную интенсивность поглощения 0,8м³/ч, можно предположить, что суммарные потери БР минимум составили бы 15м³. И эти расчеты произведены без учета времени проработок ствола скважины на которых с большой долей вероятности так же бы наблюдалось поглощение.

Раздел третий подраздел третий. Применение данных ГТИ на примере скважины 78035Г Приобского месторождения. Выявление грифона.

Во время строительства скважины 78035Г, при бурении под секцию “Кондуктор” в интервале бурения 17-41м было зафиксировано падение объема БР в активных емкостях на 12,6м³ и отсутствие циркуляции в желобе. Так как система циркуляции на данном этапе строительства скважины не является замкнутой (выход БР осуществляется в забурную шахту на устье скважины и далее перекачивается в емкость ЦСГО ВШНом), то у инженера ГТИ в первую очередь возникла мысль о неисправности ВШН и как следствие переполнении забурной шахты буровым раствором. После уточнения информации у бурильщика и его оповещении о произошедшем, выяснилось, что ВШН исправен и в забурной шахте рабочий уровень БР. Далее согласно внутреннего регламента ХМФ ООО «РН-Бурение» (подрядчик по бурению), была остановлена циркуляция и произведен визуальный осмотр наземного оборудования на предмет не герметичности. После осмотра наземного оборудования не герметичностей выявлено не было. Было принято решение о заготовке кольматационной пачки и дальнейшей ликвидации поглощения. Во время заготовки кольматационной пачки, от 2-го помощника бурильщика поступила информация о наличии розливов БР вне устья скважины. После возобновления циркуляции в скважине, было выявлено новое поступление БР в районе розливов. Как выяснилось позже, причиной образования грифона на дневной поверхности явилась череда нарушений пунктов плана на бурение. Таковыми нарушениями были: 1. Замыв шурфа под сборку КНБК не на БР как того требовал план на бурение, а на технической воде. 2. Крайне низкая (несоответствующая программе на бурение) условная вязкость БР. Грифон был ликвидирован установкой цементного моста.

Раздел третий подраздел четвертый. Применение данных ГТИ на примере скважины 55575Г Приобского месторождения. Потеря подвижности БИ

Во время бурения под эксплуатационную секцию 2КК (комбинированная колонна) во время проработки свежепробуренного интервала свечи на глубине 2432,1м зафиксирована затяжка БИ 14т и скачок давления. Последующая проработка интервала не дала положительного результата. Во время дальнейших работ по нормализации ствола скважины был отобран шлам с глубины получения осложнения. Геологом партии ГТИ шлам был идентифицирован как шлам обвального характера. В течение всей дальнейшей проработки при отборе проб породы на линейных ВС так же наблюдался обвальный шлам. Наличие обвального шлама характерно для Алымской свиты так как аргиллитоподобные глины из которых она сложена склонны к обвалообразованиям.

В ходе выяснения причин осложнения инженером станции ГТИ было обращено внимание на то, что за некоторое время до этого (в интервале 2290-2307м) по графикам было выявлено падение плотности БР, о чем он в свою очередь оповестил инженера по БР. После замеров параметров БР выяснилось, что плотность бурового раствора на 0,04 г/см³ ниже минимально допустимой плотности предусмотренной планом на бурение. Осложнение было ликвидировано после обработки БР (доведения его плотности до проектных значений).

Данный пример отчетливо показывает, что благодаря работе ГТИ на скважине можно было бы избежать осложнения, если бы инженер по БР со всей ответственностью подошел к информации переданной станцией ГТИ. Проигнорировав доведенную информацию, инженер по БР допустил падение плотности БР, чем понизил давление оказываемое столбом жидкости в скважине на ее стенки и как итог обвалообразование.

Раздел третий подраздел пятый. Применение данных ГТИ на примере скважины 64227Г Приобского месторождения. Выявление разрушения долота

Во время бурения скважины 64227Г под секцию “Кондуктор”, на глубине 1062м зафиксировано резкое падение давления на линии манифольда при неизменной подаче буровых насосов. Так же было зафиксировано резкое снижение механической скорости бурения и наличие скачков крутящего момента бурильной колонны. Так как в КНБК было включено трехшарошечное долото разрушающего типа, то приняв во внимание все вышеуказанные изменения в режимах бурения, было принято решение о полном подъеме для дальнейшей ревизии КНБК. Ревизия КНБК в свою очередь выявила разрушение одной из трех шарошек долота.

Заключение. Комплекс ГТИ несомненно является неотъемлемой частью нефтегазовой отрасли в частности при бурении скважин. Он позволяет минимизировать риски нештатных ситуаций и аварий. Оптимизировать процесс строительства скважины. По его данным возможно в режиме реального времени следить за большей частью технологических параметров на буровой и основываясь на этих данных принимать оперативные решения. Автор считает, что представленные в работе материалы позволяют считать достигнутой цель работы, связанную с диагностикой осложнений в процессе бурения с помощью комплекса геолого-технологических исследований. Результаты, полученные в ходе практических исследований свидетельствуют об эффективности применения подобных информационно измерительных систем и методических приемов для решения задач определения нештатных и аварийных ситуаций, возникающих в процессе строительства скважины.