

Министерство образования и науки Российской Федерации

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

«Выявление аварийных ситуаций по данным ГТИ в процессе бурения
скважины в условиях Нижнего Поволжья»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического факультета
Куцевича Михаила Станиславовича

Научный руководитель:
кандидат геол.-мин.наук, доцент

К.Б. Головин

подпись, дата

Заведующий кафедрой:
кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2018

Введение. Геолого – технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико – экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

Этот тип исследований позволяет обеспечить безаварийную проводку скважины и оптимизацию режима бурения с целью достижения оптимальных показателей процесса бурения.

Целью написания бакалаврской работы является исследование возможностей геолого-технологических исследований при определении аварийных ситуаций, связанных с проявлениями и поглощениями буровой промывочной жидкости по скважине, пробуренной с данными осложнениями на юге Саратовской области.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной бакалаврской работы были решены следующие задачи: изучены комплексы технологических исследований, фактическое геологическое строение района работ по данным ГТИ, анализ причин и механизмов возникновения поглощений бурового раствора и ГНВП, а также анализ ситуации и определение причин её возникновения.

Актуальность темы работы определяется ужесточением требований недропользователей и контролирующих организаций в части повышения безопасности работ по строительству скважин в том числе силами партий ГТИ.

Основное содержание работы. В первом разделе, геолого-геофизическая характеристика района работ, приводятся общие сведения о территории исследований. Материалом для бакалаврской работы послужили данные по скважине №1 Тихой площади, находящейся на территории Лысогорского района Саратовской области,

В региональном тектоническом плане Тихая площадь расположена в пределах Рязано-Саратовского прогиба, в зоне сочленения Карамышской впадины и Некрасовского вала.

Тихая площадь расположена в южной части Приволжской возвышенности. Целью заложения скважины является изучение геологического строения, выявление залежей нефти и газа в отложениях карбона и девона и оценка их промышленной значимости.

Оперативное стратиграфическое расчленение вскрываемого разреза производилось с привлечением фондовых материалов, данных ГТН и данных привязочного каротажа по скважине. Наиболее древними изученными отложениями на Тихой площади являются отложения эйфельского яруса среднего девона.

Территория нефте-газоносного района, в пределах которого пробурена исследуемая скважина, расположена в зоне сочленения Воронежской антеклизы и Прикаспийской впадины; они разделены южной оконечностью Пачелмско-Саратовского прогиба. Относительно приподнятой части НГР в зоне Жирновско-Уметовский сложного вала соответствует система впадин и прогибов в нижнем структурном этаже. К востоку от него расположена Приволжская моноклираль, ограниченная также с востока бортовым уступом Прикаспийской впадины. По данным анализа фондового материала продуктивные зоны изучаемого района приурочены к мелекесским и черемшано-прикамским отложениям каменноугольной системы.

Во втором разделе, методика работ, описывается методика проведения ГТИ, в том числе: комплекс методов ГТИ, решаемые задачи, регистрируемые параметры, применяемые аппаратура и оборудование.

По целевому назначению основные задачи ГТИ подразделяются на: геологические, технологические, планово-экономические, научно-исследовательские (экспериментальные) и информационные.

В соответствии с выбранным направлением тематики бакалаврской работы далее дано описание технологической части исследований.

Целью технологических исследований является повышение эффективности бурения и оптимизация процесса строительства скважины с точки зрения стоимости бурения, безаварийности процесса строительства скважины и обеспечения условий для последующей эффективной добычи нефти и газа из пластов.

Главная задача технологических исследований – это получение информации о ходе бурения и о процессах, происходящих в скважине и пласте, и использование ее с целью безаварийной и рациональной проводки скважин.

К аварийным ситуациям в процессе бурения относятся выбросы пластового флюида, катастрофическое поглощение бурового раствора и гидроразрывы пласта, прихваты, сломы, обрывы бурильного инструмента. К нежелательным ситуациям относятся всевозможные нарушения технологического процесса бурения и нерациональная отработка долот.

Для проведения геолого-технологических исследований используют специальные компьютеризированные станции. Станция ГТИ представляет собой информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывное получение данных об изменении физических параметров анализируемых сред и объектов на всех этапах строительства скважины. Станция ГТИ включает в себя: комплект датчиков технологических параметров; систему газового каротажа по буровому раствору; систему

геолого-геохимических исследований проб шлама и керна; систему сбора, хранения, отображения, обработки информации и синхронизации измерений; систему информационного обмена в процессе строительства скважин; систему энергопитания и жизнеобеспечения.

Система сбора информации станции ГТИ обеспечивает возможность приема и регистрации данных, увязку исходных данных по времени и глубине, формирование общей базы данных.

Вскрытие поглощающего интервала в процессе механического бурения отмечается ростом механической скорости проходки, изменением крутящего момента и одновременным (а возможно и несколько запаздывающим) падением уровня раствора в рабочей емкости.

Прямые признаки поглощения - снижение уровня раствора в рабочих емкостях и скорости потока на выходе из скважины. Косвенные признаки поглощения - снижение давления на входе и колебания на фоне снижения, а также снижение температуры раствора на входе.

Вскрытие зоны поглощения (бурение в условиях частичного поглощения) может происходить с изменяющейся интенсивностью поглощения. Снижение интенсивности является результатом кольматации каналов фильтрации пласта и образования глинистой корки и наблюдается, как правило, при вскрытии коллекторов порового типа или порово-трещинного типа, но невысокой проницаемости.

Постоянная интенсивность поглощения при продолжающемся вскрытии той же зоны свидетельствует о достаточно большой проницаемости и затруднительной кольматации пласта, и дальнейшие работы будут зависеть от величины этой интенсивности.

Самую опасную ситуацию отражает возрастающая во времени интенсивность поглощения, когда требуется принятие немедленных мер по облегчению и обработке раствора, введению наполнителя и т.п. с целью не допустить дальнейшего развития поглощения до катастрофических размеров.

Очень характерной и весьма опасной ситуацией (относительно катастрофических поглощений) является вход в сильнокавернозные, закарстованные породы с низким пластовым давлением. При их вскрытии резкий рост скорости выражается в провалах инструмента, а падение уровня в емкости начинается практически одновременно с провалами и сразу с большой интенсивностью.

В некоторых случаях при небольшой интенсивности поглощение прекращается после выключения циркуляции (уровень в скважине находится у устья). Данный случай, как и бурение со снижающейся интенсивностью, не представляет большой опасности и не требует принятия специальных мер по ликвидации поглощения и изоляции зоны поглощения. Снизить интенсивность или прекратить поглощение можно снижением расхода на входе в скважину и регулированием реологических свойств раствора.

Если после выключения циркуляции уровень в скважине продолжает снижаться, но в процессе промывки интенсивность остается постоянной или незначительно растет, то выбор решения по дальнейшему ведению работ будет зависеть от возможности прекращения поглощения путем облегчения раствора.

Объем и интенсивность поглощения бурового раствора из скважины в пласт определяются по изменению уровня (объема) бурового раствора в рабочих емкостях.

Текущее значение объема поглощения постоянно контролируется (с учетом всевозможных технологических изменений объема в емкостях) и сообщается буровой бригаде.

Задача предупреждения выбросов пластового флюида в процессе бурения состоит в раннем обнаружении начавшегося газонефтеводопроявления и своевременной его ликвидации.

Первая часть задачи - раннее обнаружение первых признаков начавшегося газонефтеводопроявления и получение его характеристик решается оператором-технологом службы ГТИ. Вторая часть задачи - своевременная ликвидация начавшегося проявления, не допуская его развития,

- решается буровой бригадой согласно действующим инструкциям и данным оператора-технолога.

Пластовый флюид из пласта в скважину может поступать как при давлении в скважине ниже пластового, так и при положительном дифференциальном давлении.

Превышение пластового давления над скважинным бывает обусловлено недостаточной изученностью геологического разреза (наличие локальных залежей с газом или рапой, зоны тектонических нарушений и зоны АВПД).

Без нарушения соотношения давления между скважиной и пластом пластовый флюид может поступать вместе с выбуренной породой, вследствие диффузии, осмоса, капиллярных перетоков и гравитационного замещения.

Пластовый флюид может поступать в скважину как разовыми порциями (пачками) при создании кратковременных условий для его "подтягивания" из пласта, так и непрерывно. Поступление флюида в малых объемах создает фоновые газопоказания, а непрерывное поступление из пласта классифицируется как приток.

Самым ранним признаком поступления пластового флюида из пласта в скважину при наличии циркуляции является изменение давления бурового раствора на входе. Продвижение пачки газированного раствора от пласта к устью по кольцевому пространству скважины сопровождается плавным снижением давления, отмечаемым только тогда, когда газ начинает переходить из жидкого в газообразное состояние. Визуально это снижение отмечается только при значительных объемах пачки. Подход газовой пачки к устью характеризуется довольно резким падением давления. Это падение давления достигает максимальной величины при попадании облегченного газированного раствора в буровой насос.

Вторым по оперативности признаком поступления пластового флюида является объем или уровень раствора в емкостях. Повышение его начинается при подходе пачки газированного раствора к устью, когда увеличение объема этой пачки из-за расширения газа становится значительным. Максимальная

величина объема наблюдается в момент выхода пачки на поверхность, затем объем может снижаться.

Скорость потока бурового раствора на выходе в связи с невысокой чувствительностью индикатора потока однозначно указывает лишь на момент выхода пачки из затрубья. Значительный объем и газонасыщенность пачки дают высокоамплитудные колебания на кривой потока на фоне общего увеличения, малые по объему и газонасыщению пачки могут быть не зарегистрированы на кривых потока и уровня бурового раствора.

Безусловные признаки газирования бурового раствора - это повышение его газосодержания и снижение плотности на выходе из скважины. Оба эти признака появляются при выходе пачки из затрубья.

Характерным признаком газирования раствора является также снижение температуры бурового раствора на выходе из скважины или снижение темпа ее повышения при выходе газированной пачки на поверхность.

Присутствие газированных пачек бурового раствора в скважине, отличающихся повышением газосодержания раствора и снижением его плотности при выходе на поверхность, но не дающих повышения объема в емкости - это не аварийная ситуация, и она не требует принятия немедленных мер по ликвидации проявления и утяжеления раствора. Если пачка газонасыщенного раствора дает повышение уровня в емкости, т.е. имеет значительный объем, буровая бригада действует согласно инструкции по предупреждению выбросов (герметизация устья, утяжеление раствора и т.д.).

Очевидно, что лучшей очистки от разбуренных частиц необходимо иметь высокую скорость вращения колонны и высокую скорость циркуляции бурового раствора. Другие эксперименты называют необходимыми условиями для этого высокую скорость циркуляции и повышенную плотность бурового раствора. Проблема состоит в невозможности увеличения параметров скорости циркуляции, вязкости и плотности, которые могут привести к разрыву пласта и потере бурового раствора.

Для определения повышения давления за счет трения был введен термин эквивалентная плотность циркуляции бурового раствора (ЭПЦ (ESD)). ЭПЦ – эта такая плотность нециркулирующего раствора, который дает такое давление на забое скважины, как и циркулирующий раствор.

Эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора на глубине H есть плотность раствора, гидростатическое давление которого на глубине H равно (эквивалентно) полному давлению циркулирующего исходного раствора.

Накопления разбуренных частиц могут происходить в скважинах с углом наклона менее 60 градусов, и эти накопления могут соскальзывать вниз по скважине, что является нежелательной ситуацией и может привести к накоплению большого числа частиц, к закупорке нижней части скважины и прихвату оборудования. Продолжая закачивать буровой раствор, давление ниже этого препятствия будет увеличиваться и в итоге приведет или к очистке пути для него или к разрыву пласта и образованию трещин, и буровой раствор вместо того, чтобы выносить частицу будет поступать в эти трещины в породе.

Оборудование низа бурильной колонны, имеет больший диаметр по сравнению с диаметром бурильной колонны, поэтому при поднятии ее вверх перед этим оборудованием накапливается большое количество частиц, что может привести к прихвату колонны. В данной ситуации необходимо продолжать закачивать буровой раствор, медленно поднимать колонну или остановить поднятие, если нагрузка на крюк показывает, что вместе с колонной вы поднимаете также и большое количество разбуренных частиц. Чтобы избежать таких ситуаций, необходимо постоянно вести очистку в процессе бурения и особенно перед поднятием колонны.

Так как потеря давления на трение пропорциональна длине жидкости вдоль колонны и скважины, то это даст определенное повышение давления под порцией высоковязкого раствора. Таким образом, можно периодически производить очистку скважины с помощью высоковязкого раствора на относительно высокой скорости. Эта процедура может неоднократно повторяться, но она требует некоторого времени, необходимого для того, чтобы

старая порция высоковязкого раствора достигла поверхности до того, как новая порция высоковязкого раствора вышла из насадок бурового долота в затрубное пространство. Проверкой того, что очистка скважин прошла успешно может служить уменьшение давления закачки бурового насоса после, того как порция высоковязкого раствора вышла на поверхность, по сравнению с давлением перед ее закачкой. Другой проблемой наклонных скважин является устойчивость стенок. Существуют различные типы стабилизации стенок скважины, но единого мнения по решению этой проблемы также нет. Но как показывает опыт, в данной ситуации растворы, основанные на нефти, являются лучше водных буровых растворов, потому что нефть образует более прочную корку на стенках скважин.

В разделе 3, результаты проведенных исследований, приводятся результаты выполненного в работе анализа.

Материалом для исследования послужили данные проведенных геолого-технологических исследований по скважине Тихой площади, строительство которой сопровождалось многочисленными осложнениями, связанными с поглощениями и проявлениями бурового раствора. Рассмотрим и проанализируем самое существенное из зарегистрированных.

На первом этапе были проанализированы временные и глубинные диаграммы ГТИ. По временным диаграммам отслеживалось изменение параметров и развитие процесса, по глубинным диаграммам проводился анализ разреза скважины.

При вскрытии продуктивных пластов в мелекесском горизонте с глубины 740м, выделенные по результатам СГТИ в разрезе были отмечены и зарегистрированы аномально высокие абсолютные значения газопоказаний, достигавшие, в суммарном отношении, до 11%, а так же приток бурового раствора в объеме 12м^3 , рассчитана интенсивность $11\text{м}^3/\text{ч}$.

Бурение было остановлено персоналом станции ГТИ и начата промывка до уменьшения газопоказаний и утяжеление бурового раствора.

Плотность бурового раствора на входе составляла $1,17 \text{ гр/см}^3$, эквивалентная плотность циркуляции рассчитанная на глубине 740м составляла $1,19 \text{ гр/см}^3$.

После утяжеления бурового раствора на входе до $1,19 \text{ гр/см}^3$, эквивалентная плотность бурового раствора в интервале продуктивного пласта составила $1,22 \text{ гр/см}^3$ скважина стабилизирована.

Продолжено дальнейшее углубление. При бурении на глубине 974м зафиксировано поглощение в объеме 15 м^3 . Рассчитана интенсивность поглощения - $37 \text{ м}^3/\text{ч}$. Интервал поглощения приурочен к отложениям серпуховского яруса. Плотность бурового раствора на входе в момент начала поглощения составляла $1,18 \text{ гр/см}^3$, эквивалентная плотность циркуляции рассчитанная на глубине составляла $1,22 \text{ гр/см}^3$.

Далее выполнили обработку бурового раствора и приступили к спуску компоновки состоящей из СБТ 114мм для промывки ствола скважины. Запустили циркуляцию с постепенным увеличением расхода, расходом 13. При промывке на выходе наблюдался пульсирующий раствор с выходом газа и отсутствием давления на входе и уменьшение объема в рабочей емкости. В дальнейшем было зафиксирован рост давления до 7 Атм, без наличия циркуляции, при запуске циркуляции, в последствие был зафиксирован рост давления на входе 5Атм при отключенных насосах. В последствие было зафиксировано увеличение давления на входе, увеличение объема в ЦСГО, рабочей емкости, рост температуры на входе. Объем проявления составил 8 м^3 , с интенсивностью, рассчитанной $23 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Плотность бурового раствора на входе в момент начала поглощения составляла $1,16 \text{ гр/см}^3$, эквивалентная плотность циркуляции на глубине 944м составляла $1,19 \text{ гр/см}^3$, а на глубине 740м $1,17 \text{ гр/см}^3$.

В процессе написания бакалаврской работы была рассчитана эквивалентная плотность циркуляции для разных интервалов при различных режимах циркуляции. Эквивалентная плотность циркуляции для стабильного состояния продуктивного интервала мелекесского горизонта составляет 1,22

гр/см³, а эквивалентная плотность циркуляции, при котором не возникает поглощение бурового раствора в интервале серпуховского яруса должна составлять менее 1,17 гр/см³. Попытки стабилизировать зону поглощений в отложениях серпуховского возраста приводили к проявлениям флюида с интервала продуктивного пласта мелекесского возраста. Данный вывод свидетельствует о несовместимости зон для бурения, не предусмотренных проектной документацией.

Заключение. В соответствии с поставленной во введение задачей в бакалаврской работе дано описание геологического строения разреза, вскрытого стволом скважины, выполнен обзор комплексов методов ГТИ, позволяющего решать технологические задачи мониторинга аварийных ситуаций, выполнен обзор методики расчёта эквивалентной плотности циркуляции промывочной жидкости в разных точках скважины.

В бакалаврской работе использован необходимый комплекс методов ГТИ, позволяющий определить технологические параметры процесса строительства скважины.

В процессе написания бакалаврской работы была рассчитана эквивалентная плотность циркуляции для разных интервалов при различных режимах циркуляции. Эквивалентная плотность циркуляции для стабильного состояния продуктивного интервала мелекесского горизонта составляет 1,22 гр/см³, а эквивалентная плотность циркуляции, при котором не возникает поглощение бурового раствора в интервале серпуховского яруса должна составлять менее 1,17 гр/см³.

На заключительном этапе сделан вывод о том, что попытки стабилизировать зону поглощений в отложениях серпуховского возраста приводили к проявлениям флюида с интервала продуктивного пласта мелекесского возраста. Данный вывод свидетельствует о несовместимости зон для бурения, не предусмотренных проектной документацией.