

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Ранняя диагностика поглощений и нефтегазопроявлений в процессе
бурения (на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного
месторождения (ОНГКМ))».**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
геологического ф-та
Жанзаков Женис Насехатович

Научный руководитель

К.г.-м.н., доцент

Б.А. Головин

подпись, дата

Зав. кафедрой

к.г.-м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2018

Введение. Геолого-технологические исследования (ГТИ) скважин - это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

ГТИ в нефтяных и газовых скважинах проводят для достижения следующих целей:

- оптимизации и контроля технологических процессов на всех этапах строительства, ввода в эксплуатацию и эксплуатации скважин;
- обеспечения безопасного проведения работ;
- изучения геологического разреза;
- обеспечения высокого качества и технико-экономических показателей строительства скважин;
- выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводят с использованием взаимосвязанных ресурсов, включающих персонал, средства измерений, средства обслуживания оборудования, технологию и методику. Процесс исследований начинается измерением физических величин датчиками в местах их установки, а заканчивается предоставлением полученной и обработанной информации участникам процесса строительства скважины.

ГТИ должны проводиться непосредственно в процессе строительства скважины для решения геологических и технологических задач.

Геологические задачи:

- построения в процессе бурения фактического литологического разреза скважины;
- проведения литолого-стратиграфического расчленения разреза;
- оперативного выделения пластов-коллекторов;
- определения характера насыщения коллекторов;

- оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов - коллекторов.

Технологические задачи:

- оптимизации процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;

- распознавания и определения продолжительности технологических операций;

- выбора и поддержания рационального режима бурения с контролем отработки долот;

- оптимизации спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов);

- контроля гидродинамических параметров в скважине;

- раннего обнаружения проявления и поглощения при спускоподъемных операциях, управления процессом долива скважины;

- определения пластового и порового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПоД); - контроля спуска и цементирования обсадной колонны;

- диагностики работы бурового оборудования.

Целью данной магистерской работы является выявление признаков раннего обнаружения поглощений и нефтегазопроявлений в процессе бурения применительно к Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- изучен разрез исследуемого месторождения;
- проанализирована методика и аппаратура ГТИ в конкретных геолого-технологических условиях;
- выявлены критерии прогнозирования ГНВП на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

Данная работа, а также все геолого-технологические исследования и использованная аппаратура актуальны и применимы непосредственно на изучаемой территории, а именно Оренбургском нефтегазоносном районе.

Материал был предоставлен ООО «Союзнефтегазсервис-Гео». Автор выражает благодарность сотрудникам данной организации.

Основное содержание работы. В первом разделе «Геолого-геофизическая характеристика», исследуемый район работ расположен в Оренбургской области, близ поселка Бердянка Оренбургского района.

В тектоническом плане исследуемый регион занимает юго-восточную часть Восточно-Европейской платформы и располагается в пределах крупных надпорядковых структур: юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы, Предуральского краевого прогиба и Прикаспийской синеклизы. Современное строение региона в значительной степени определяется особенностями развития образований кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста и отложений осадочного чехла верхнепротерозойского, палеозойского и мезозойского возраста.

С точки зрения нефтегазогеологического районирования на территории Оренбургской области выделяется Волго-Уральская провинция в границах юго-восточного склона Волго-Уральской антеклизы и Предуральского краевого прогиба и Прикаспийская – в границах одноименной синеклизы. Волго-Уральская провинция на территории области охватывает частично Татарскую, Средневожскую, Уфимско-Оренбургскую и Южно-Предуральскую нефтегазоносные области, которые в тектоническом отношении соответственно приходятся на южный склон Татарского свода, Жигулевско-Оренбургский свод, Уфимско-Оренбургскую систему краевых поднятий и Вельскую впадину Предуральского краевого прогиба. Прикаспийская провинция представлена Волгоградско-Оренбургской нефтегазоносной областью.

Во втором разделе «Методика проведения работ» описывается метод газового каротажа и люминесцентно-битуминологического анализа.

Геолого-технологические исследования проводились по методике ГОСТ Р 53375-2009 ГТИ. Существенным элементом данной методики является газовый каротаж.

Газовый каротаж основан на изучении содержания и состава углеводородных газов и битумов в промывочной жидкости, а также основных параметров, характеризующих режим бурения. Поровое пространство

нефтегазоносных пород заполнено в основном смесью предельных углеводородов, значительная часть которых находится в газообразном состоянии. Природный газ состоит главным образом из метана CH_4 (наиболее легкого из углеводородов) и так называемых тяжелых газообразных углеводородов - этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), а также парообразных углеводородов -- пентана (C_5H_{12}) и гексана (C_6H_{14}). Более тяжелые углеводороды находятся в нефти, как правило, в жидкой фазе. Природный газ может содержать и некоторые неуглеводородные газы-двуокись углерода, азот и др.

Газовый каротаж после бурения проводится при возобновлении циркуляции промывочной жидкости после простоя скважины (спуско-подъемных операций, ремонтных и других работ). О газонасыщенности пластов при этом судят по содержанию в промывочной жидкости (глинистом растворе) углеводородных газов поступающих из пласта в скважину в результате их фильтрации и диффузии. Этот процесс диффузии имеет место при технически правильном бурении скважины (давление столба промывочной жидкости превышает пластовое). В этом случае фронт диффузии, прежде чем попасть в скважину, преодолевает зону проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт и глинистую корку. Интенсивность диффузионного потока возрастает по мере увеличения перепада концентрации и растворимости газов в нефти и воде. Физические свойства промывочной жидкости (вязкость и плотность) не оказывают существенного влияния на диффузионное поступление газа из пласта в раствор.

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметра, хроматографа.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф (ХГ), в котором происходит деление газовой смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные значения первых пяти компонентов углеводородных газов, находящихся в газовой смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан).

Под газоаналитическим каналом, в данном случае, понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости:

- Дегазатор;
- Газовоздушная линия;
- Хроматограф;
- Регистрирующая система;
- Программа «Регистратор».

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) – это полуколичественный метод определения содержания и состава рассеянных в породе битуминозных веществ, основанный на наблюдении их люминесценции. ЛБА применяется для обнаружения, первичной диагностики типов битуминозных веществ и выявления характера их распределения в горных породах, минералах, почвах, современных осадках, водах.

Основной задачей ЛБА является определение качественного состава и количественного содержания битуминозных веществ в различных средах – в горных породах, в глинистых растворах, в шламе, в воде.

Также ЛБА позволяет количественно определять содержание основных групп органических соединений в природных битумах и нефтях. Люминесцентно-битуминологический анализ широко применяется при проведении нефтегеологических исследований, особенно на их поисковом этапе.

Геологические условия современного бурения на нефть и газ, сравнительно большая глубина скважин, наличие в разрезе проницаемых пластов с аномально высокими и аномально низкими пластовыми давлениями диктуют необходимость постоянного совершенствования технологии и техники бурения скважин.

Даже при использовании современных достижений в области конструирования и технологии сооружения скважин зачастую не удается избежать осложнений, препятствующих скоростному и эффективному бурению. Наиболее часто возникают такие осложнения, как поглощения

бурового промывочного и тампонажного растворов, нефте-, водо- и газопроявления.

Поглощения в скважинах буровых растворов и других жидкостей является одним из основных видов осложнений. Ежегодные затраты времени на их ликвидацию по предприятиям нефтегазовой промышленности огромные. Однако эти затраты существенно больше, если учесть, что из-за поглощений цементного раствора не обеспечивается проектная высота подъема цементного раствора, что приводит к необходимости проводить ремонтные работы; при освоении скважин (первичном и после капитального ремонта) происходит снижение проницаемости продуктивных пластов и т.д. Поэтому одним из путей сокращения цикла строительства скважин является совершенствование способов и средств борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах.

Методика выбора мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями жидкостей основана на количественных критериях, отражающих геологическое строение и гидродинамическую характеристику пластов.

Поглощение бурового раствора в скважинах обуславливается проницаемостью, пористостью, прочностью коллектора, пластовым давлением, объемом закачиваемого бурового раствора и его качеством.

При превышении давления в стволе скважины над давлением в пласте, вскрытом при бурении, раствор из скважины, преодолевая местные гидравлические сопротивления, будет проникать в поры, каналы и трещины пород. Снижение давления в скважине по сравнению с пластовым приводит к движению жидкости из пласта в скважину, т.е. к водонефтегазопроявлениям. Поэтому один и тот же пласт может быть поглощающим или проявляющим. Возникновение поглощения также зависит от способа и технологии бурения. Механическое воздействие (удары, вибрации) бурильного инструмента на стенки скважины или большие избыточные давления могут вызвать

поглощение бурового раствора в ранее изолированные или не проявившие себя во время вскрытия горизонты.

В зависимости от толщины и прочности плотного участка породы или цементного камня, значения и цикличности нагрузок, воздействующих на него, разрушение может произойти в различные моменты: при спуске или подъеме бурильного инструмента, восстановлении циркуляции, бурении, спуске или цементировании эксплуатационной колонны и т.п.

Другими технико-технологическими причинами, способствующими возникновению поглощения бурового раствора, являются все факторы, вызывающие увеличение давления в затрубном пространстве при промывке скважины.

Явление поглощения связано с вскрытием проницаемых или слабых пластов при бурении скважины и представляет собой движение бурового раствора или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического (гидродинамического) давления, возникающего в скважине в процессе ее проводки.

Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора и определяющие направление дальнейших работ, можно разделить на две группы.

1. Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, значение пластового давления и характеристика пластового флюида.

2. Технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость проведения спускоподъемных операций и др.

Поглощения начинаются при условии, что вскрытые пласты обладают достаточно высокой гидропроводностью и перепад давления между скважиной и поглощающим пластом выше определенного его значения, называемого критическим.

В случае недостаточной прочности горных пород происходит гидроразрыв.

В Третьем разделе «Результаты исследования» указано, что в ходе проведения геолого-технологических исследований был выполнен комплекс геолого-геохимических исследований с использованием автоматизированного газокаротажного хроматографа осуществляющего раздельный компонентный анализ УВ газов предельного ряда C_1-C_5 и водорода H_2 .

Поскольку мы имеем частичное газосодержание, которое доставляется по газозооной линии (ГВЛ), комплекс геолого-геохимических исследований включал в себя также, глубокую термовакуумную дегазацию (ТВД) проб шлама, бурового раствора, т.к. присутствует фактическое содержание растворенного газа в буровом растворе. И это газосодержание оказывает влияние на удельный вес бурового раствора.

Так же при строительстве исследуемого месторождения была зафиксирована следующие ситуации:

- при спуске инструмента в интервале 0-1647,18м, с промежуточной промывкой на глубине 715,0м в карбонатной толще было зафиксировано поглощение промывочной жидкости. Объем поглощения промывочной жидкости за сутки составил $V=106,7м^3$.

В результате поглощения промывочной жидкости произошло резкое падение расхода на входе и выходе, давления, так же уменьшилась механическая скорость, и понизились ходы насосов. Затем произошел резкий спад температуры и увеличение механической скорости. Предположительно здесь находилась зона трещиноватости, которая и повлекла за собой процесс поглощения.

- при подъеме инструмента в интервале 3086-2964м, зафиксировано газонефтеводопроявление (ГНВП) $10м^3$ (01:00). ГНВП началось в результате падения объема бурового раствора на $10м^3$, уменьшения скорости инструмента с 10,5 до 1,5 м/с, увеличения давления до 130 атм., увеличения механической

скорости, до 24 м/час, увеличения веса на крюке с 32 до 60 т., увеличения оборотов ротора до 30 об/мин., и увеличения нагрузки на долото до 10 тонн.

Благодаря раннему обнаружению данного проявления, буровой бригадой были произведены работа по ликвидации осложнения.

Заключение. Геолого-технологические исследования (ГТИ) скважин - это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- изучен разрез исследуемого месторождения;
- проанализирована методика и аппаратура ГТИ в конкретных геолого-технологических условиях;
- выявлены критерии прогнозирования ГНВП на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении.

Проведенные исследования позволили выявить признаки раннего обнаружения поглощений и нефтегазопроявлений в процессе бурения применительно к Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению за счет следующих информативных параметров:

- рост скорости проходки при вскрытии поглощающего интервала;
- снижение уровня в емкостях;
- рост скорости проходки при вскрытии проявляющего интервала;
- рост газосодержания раствора;
- рост расхода на выходе и т.д.