

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геофизики

**«Анализ проявлений ГНВП на примере месторождений
Нижнего Поволжья»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения

геологического факультета

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»

Насер Али Касима

Научный руководитель

канд. геол.-мин. наук, доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. кафедрой

канд. геол.-мин. наук, доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Актуальность темы данной выпускной квалификационной работы определяется тем, что геофизическая территории исследования (далее ГТИ) в процессе бурения в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС) проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. Эти обстоятельства обуславливают новый этап развития ГТИ – существенное расширение возможностей ГТИ за счет компьютеризации и увеличение на этой основе количества решаемых задач, как в области получения новой геологической информации, так и в области технологии и автоматизации процесса бурения. Передача информации производится через интернет в дискретном и непрерывном форматах.

Особенности ГТИ делают их весьма перспективным направлением промысловой геофизики, способным существенно улучшить геологическую и экономическую эффективность буровых работ на нефть и газ. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения. Станции ГТИ предназначены для автоматизированного контроля технологических процессов бурения, проведения геолого-технологических и геохимических исследований при бурении поисковых и разведочных скважин на нефть и газ.

В состав технологического модуля, предназначенного для получения, обработки, визуализации, хранения и документирования информации о параметрах бурения и свойствах промывочной жидкости входит датчик плотности бурового раствора. В процессе бурения возникают осложнения.

Целью данной работы является практическое изучение одного из возможных осложнений, происходящих в процессе бурения скважин –

газонефтеводопроявления (ГНВП) на примере природных месторождений Нижнего Поволжья.

Для реализации данной цели перед нами были поставлены следующие **задачи:**

- рассмотреть геолого-геофизические характеристики месторождений;
- дать обзор причин возникновения ГНВП;
- изучить признаки обнаружений ГНВП;
- исследовать проявление ГНВП на примере месторождений Нижнего

Поволжья

Материалы для анализа были собраны при прохождении производственной практики на кафедре геофизики СГУ.

Данная работа включает в себя: введение, 5 разделов: Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»; Раздел 2 «Месторождения и ловушки нефти и газа: понятие, виды»; Раздел 3 «Классификация и причины газонефтеводопроявлений»; Раздел 4 «Обнаружение газонефтеводопроявлений»; Раздел 5 «Результаты исследования», заключение, список использованных источников.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общее положение территории исследования» содержит общие сведения о территории исследования. В административном отношении район работ расположен в восточной части Жирновского района Волгоградской области, в 300-320 км к северу от города Волгограда. Все населенные пункты связаны между собой многочисленными грунтовыми и проселочными дорогами, которые пересекают месторождение во всех направлениях.

Данная территория представляет собой холмистую равнину с типичным долинно-балочным рельефом. Наиболее крупными в пределах месторождения являются реки Тетеревятка, Шапочная, Подвислая.

Ведущим структурным элементом территории является обширная Уметовско-Линевская депрессия, окруженная приподнятыми зонами. В строении осадочного чехла выделяют два основных структурных этажа: верхний и нижний. Четкой границы между ними не существует.

Во втором подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» приведено описание литолого-стратиграфического разреза по данным стратиграфических заключений вскрытого разреза и литологического описания пород.

В подразделе 1.3 «Тектоника» приведены данные о структурном плане изучаемой площади, в котором ведущим структурным элементом территории является обширная Уметовско-Линевская депрессия, окруженная приподнятыми зонами. В строении осадочного чехла выделяют два основных структурных этажа: верхний и нижний, но четкой границы между ними не существует.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность и степень изученности» содержит информацию о нефтегазоносности района, в котором расположено исследуемое месторождение. В каменноугольных отложениях опробование ИПТ проводилось в нижнебашкирском, мелекесском, алексинском, тульском, бобриковском и турнейском горизонтах. Промышленно нефтеносными во вскрытом разрезе являются только ливенские отложения, по которым подсчитаны и поставлены на государственный баланс запасы нефти и растворённого газа.

Раздел 2 «Месторождения и ловушки нефти и газа: понятие, виды» включает характеристику и раскрывает суть месторождения, которое представляет собой некоторое количество залежей нефти и газа, приуроченных к одной тектонической структуре и расположенных в пределах единой площади. Месторождения могут быть однозалежными и многозалежными. По величине извлекаемых запасов нефти и газа месторождения подразделяются на уникальные, крупные, средние, мелкие и очень мелкие.

Раздел 3 «Классификация и причины газонефтеводопроявлений»

раскрывает суть понятия газонефтеводопроявление (ГНВП) как регулируемый при помощи оборудования выброс нефти, газа или воды из продуктивного пласта в скважину через устье на поверхность. Здесь содержится описание, причины и разновидности газонефтеводопроявлений, а также меры предупреждения и их ликвидации, в случае возникновения.

К геологическим факторам обычно приписывают причины, предопределенные неопределенностью информации о закономерностях изменения пластовых давлений по объему глубины скважины. Это связано со вскрытием региональных и локальных зон АВПД.

Данным методом при непредвиденном, обусловленном геологическими факторами, резкому увеличению градиента пластового давления в случае малой плотности бурового раствора возникают условия, благоприятствующие проявлению.

К техническим факторам возникновения проявлений относятся причины, связанные с нарушением технологии проводки скважины. Сюда также включают и ошибки, допущенные при разработке технического проекта на строительство скважины, прогнозирования пластовых давлений в процессе бурения и т.п.

Формирование противодействия на пласт во избежание предотвращения проявлений обеспечивается соответствующим выбором плотности бурового раствора. Современная практика бурения предусматривает в основном проводку скважин при превышении забойным давлением пластового в статических условиях.

Неудовлетворительная плотность бурового раствора - главная причина проявления и обусловлена ошибками в техническом проекте и технологических регламентах проводки скважины, неточностью прогноза пластовых давлений в процессе бурения, несвоевременностью принятия решений об утяжелении бурового раствора или спуске промежуточной колонны, поступлением в

буровой раствор жидкости (газа) с меньшей плотностью, вспениванием бурового раствора, некачественной очисткой бурового раствора от газа и др.

Гравитационная связь между флюидом и буровым раствором или его фильтратом в пласте с вертикальной трещиноватостью может привести к замещению флюида буровым раствором. При вскрытии газоносных пластов с большой мощностью вследствие фильтрации бурового раствора в пласт могут наблюдаться локальные превышения давления, приводящие к проявлению. В процессе фильтрации бурового раствора фильтрат под действием гравитационных сил скапливается у подошвы пласта, а газ проникает в зону пониженного давления из кровли пласта, т.е. в скважину.

Раздел 4 «Обнаружение газонефтеводопроявлений» включает описание признаков ГНВП. Поступление пластовых флюидов в ствол бурящейся скважины определенным образом отражается на гидравлических характеристиках циркуляционного потока и свойствах бурового раствора, выходящего из скважины. Возникающие при этом на поверхности сигналы или признаки проявлений обладают различной значимостью в зависимости от информативности, времени поступления и интенсивности притока флюида.

- увеличение объема (уровня) бурового раствора в емкостях циркуляционной системы;
- повышение расхода (скорости) выходящего потока бурового раствора из скважины при неизменной подаче буровых насосов;
- уменьшение против расчетного объема, доливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны;
- увеличение против расчетного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны;
- повышение газосодержания в буровом растворе;
- возрастание механической скорости бурения;
- изменение показателей свойств бурового раствора; изменение давления на буровых насосах.

Различие объемных скоростей на входе и выходе из скважины измеряется дифференциальными расходомерами. Ввиду практики расход выходящего потока бурового раствора контролируют при помощи индикатора потока, позволяющего обнаружить начавшееся проявление при превышении расхода на выходе на 10% и более. Результаты измерения расхода потока на выходе необходимо сопоставить с данными измерений уровня приемных емкостей, поскольку повышение расхода раствора приводит к увеличению уровня в объемах емкостей.

Насыщение бурового раствора газом может происходить по многим причинам - как связанным, так и не связанным с недоуравновешенностью пластового давления в скважине. При увеличении в буровом растворе содержания газа выше фонового следует предпринять меры по его дегазации и выявить причины его поступления в соответствии с механизмом газообогащения бурильного раствора.

Раздел 5 «Результаты исследования» включает выводы о том, что в процессе бурения скважин могут произойти нарушения и отклонения от технологических процессов, которые могут привести к возникновению аварийных ситуаций. В этом разделе перечислены также применяемые способы и методы измерения плотности бурового раствора:

1. С помощью датчиков, измеряющих вес столба бурового раствора заданной высоты, такие как АВП-1, оснащенными:

- двумя датчиками давления, разнесенными на определенное расстояние один относительно другого и установленными в пробоотборной измерительной трубе, погруженной в буровой раствор;

- одним датчиком разности давлений, установленным на измерительной трубе, погруженной в буровой раствор;

- одним датчиком, установленным в основании трубы, куда буровой раствор подается самотеком или насосом, причем уровень раствора в трубе остается неизменным. При необходимости и в этом случае могут быть установлены два датчика давления.

Эти методы имеют несколько недостатков: во-первых, проходят в столбе жидкости определенной высоты, недостаток бурового раствора в этом столбе даст существенную погрешность; во-вторых, измерения должны проводиться в «спокойной» жидкости; в третьих, при оседании твердой фазы опять же возрастает погрешность измерений.

2. С помощью вибрационных ареометров, входящих в резонанс на определенной частоте в зависимости от плотности бурового раствора. Сюда относится плотномер фирмы «Solartron» моделей 7826,7835,7845,7846, 7847

3. С помощью весовых плотномеров с расходом измеряемой жидкости не менее 1000 см^3 в минуту.

4. Акустический способ измерения плотности. Плотность здесь пропорциональна времени регистрации волн. Но распространение этот способ не получил по одной простой причине - наличие в буровом растворе более 2-х процентов частиц твердой фазы уже не позволяет считать измеренные данные достоверными из-за слишком большой погрешности.

5. Плотномер на принципе механического резонанса. Плотность здесь пропорциональна периоду колебания электромагнитного маятника.

6. Гамма-гамма просвечивание. Плотномеры, основанные на таком методе измерений, являются бесконтактными приборами и могут применяться для измерения плотности агрессивных или весьма вязких жидкостей, когда другие плотномеры практически неприменимы. Плотность здесь пропорциональна интенсивности измеряемого гамма-излучения. Кроме этого, сама конструкция такого плотномера имеет возможность совмещения с датчиками температуры и давления, а также производства измерений, как в нагнетательной линии, так и на выходе (в приемных емкостях).

Информация о плотности может быть полезной при поломке анализатора газовоздушной смеси. Также следует отметить, что показания хроматографа запаздывают на 2-3 минуты от показания плотности из-за протяженности газовой линии. При подходе пачки к устью и выходе её на поверхность можно по ряду признаков определить вид флюида.

Плавное и непрерывное изменение параметров (снижение давления, увеличения уровня в емкости, снижение плотности и повышение газосодержания раствора на выходе, увеличение потока) свидетельствует о поступлении жидкого флюида (нефть, вода).

В скважине исследуемой площади при бурении наблюдался выход газовой «пачки», в результате произошло падение плотности бурового раствора на выходе, увеличение объема промывочной жидкости в мерной ёмкости и превышение газопоказаний над фоновыми.

Известно, что главным показателем в первую очередь является увеличение содержания газа в буровом растворе. Но и о выходе газовой пачки можно судить по снижению плотности. Это может быть полезным при поломке анализатора газовой смеси. При подходе пачки к устью и выходе её на поверхность можно по ряду признаков определить вид флюида. Газирование раствора даёт нестабильную, но более яркую картину всех аномалий. При этом на всех кривых на фоне описанных изменений наблюдаются колебания. Особенно ярко эти колебания выражены на кривых потока (запись напоминает пилообразную кривую с широкой амплитудой) и плотности (разброс значений в широком приделе) при выходе газа на поверхность. Снижение температуры раствора на выходе или темпа её повышения характерно только для выхода газовых «пачек», жидкий флюид явной и однозначной картины в этом случае не даёт. Газонефтеводопроявление может возникнуть вследствие поступления пластового флюида из пласта в скважину, т.е. самопроизвольный излив бурового раствора и пластового флюида различной интенсивности (перелив, выброс, фонтан) через устье скважины.

Поступление флюида в скважину обусловлено наличием зон АВЦД. Давление на забой и стенки скважины складывается из гидростатического давления и различных составляющих гидродинамических давлений. Гидростатическое давление определяется плотностью и высотой столба бурового раствора, уменьшение этих величин ведёт к снижению гидростатического давления, а, следовательно, и давления на забой. К

безусловным признакам газирования бурового раствора является повышение его газосодержания и снижение плотности на выходе из скважины. В процессе бурения скважин происходит множество нарушений и отклонений от технологических процессов, ведущих к аварийным ситуациям.

Заключение. В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены геолого-геофизические характеристики природных месторождений Нижнего Поволжья. Составлены таблицы классификаций разновидностей и признаков газоводонефтепроявлений. Выполнен обзор причин ГНВП. Рассмотрены меры предупреждения и ликвидации изучаемого вида осложнения. Проанализированы признаки обнаружений ГНВП; Исследованы проявления ГНВП на примере природных месторождений. Текст выпускной квалификационной работы содержит методику определения плотности бурового раствора в процессе бурения с помощью плотномера как датчика для станции ГТИ. Проведенная работа позволяет сделать вывод о том, что к безусловным признакам газирования бурового раствора относится повышение его газосодержания и снижение плотности бурового раствора на выходе из скважины. Постоянно наблюдая и регулируя параметр плотности бурового раствора можно предотвратить возможные аварийные ситуации, такие как промыв, прихват бурового инструмента, ГНВП, поглощение раствора.