

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

Кафедра геофизики

**«Выявление продуктивных пластов – коллекторов в отложениях
терригенного девона в скважине №1 Наумовской (Дальнее Саратовское
Заволжье)»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис»
геологического факультета
Авакяна Максима Хачатуровича

Научный руководитель

К. Г.- М.Н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. Кафедрой

К. Г.- М.Н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов, 2025

Введение. Актуальность темы исследования обусловлена необходимостью эффективного применения комплекса ГТИ в процессе бурения, связанное с возможными геологическими осложнениями в данном районе проведения работ, выраженными в виде зон: газонефтеводопроявлений, поглощений, обвалов стенок скважины, прихватов инструмента, аномально высоких пластовых давлений, присутствия больших концентраций сероводорода.

Объектом исследования является скважина № 1 Наумовской площади Саратовской области.

Цель бакалаврской работы – выявление продуктивных пластов – коллекторов в отложениях терригенного девона в процессе бурения.

Для решения поставленной цели решаются следующие задачи:

- дать геолого-геофизическую характеристику района работ;
- охарактеризовать информационно - измерительные системы ГТИ в конкретных геологических условиях ДСЗ;
- выявить признаки газонефтеводопроявлений по данным комплекса ГТИ;
- определить характер насыщения выделенных терригенных пластов-коллекторов по данным газового каротажа в скважине №1 Наумовская;
- выделить пласты-коллекторы по данным комплекса ГИС в скважине №1 Наумовская;
- определить характер насыщения терригенных пластов-коллекторов по данным комплекса ГИС в скважине №1 Наумовская.

Материалами для написания бакалаврской работы послужили результаты геолого-геохимических и петрофизических исследований предоставленные ООО «Союзнефтегазсервис», ООО ЦП ГТИ при СГУ, за это автор приносит сотрудникам организации искреннюю благодарность.

Работа состоит из введения, четырех разделов: раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района работ», раздел 2 «Методика

исследования», раздел 3 «Информационно-измерительные системы ГТИ», раздел 4 «Результаты исследований» заключения, списка использованных источников и приложений.

Основное содержание работы. В разделе 1 рассмотрена геолого-геофизическая характеристика района работ, указано, что скважина № 1 Наумовской Дальнее Саратовского Заволжья.

В подразделе литолого-стратиграфическая характеристика района дано описание геологического строения площади, в котором принимают участие протерозойские образования, перекрытые толщей палеозойских и мезокайнозойских отложений.

Осадочный комплекс протерозойско-фанерозойских пород характеризуется размывами и перерывами в осадконакоплении, что обусловило стратиграфические несогласия и выпадение из разреза ярусов, отделов и даже систем.

Описание литолого-стратиграфического разреза по площади ведётся в стратиграфической последовательности снизу вверх согласно Системе стратиграфического расчленения осадочного чехла Саратовской области, утверждённой Поволжской секцией регионального межведомственного стратиграфического комитета, 1998г.

В подразделе тектоника говорится, что в геологическом строении исследуемого участка выделяются два структурных этажа: додевонский, к которому относятся архейские, протерозойские и нижнепалеозойские отложения и фанерозойский комплекс без нижнего палеозоя.

Додевонский структурный этаж исследован сейсморазведочными работами, высокоточной гравиразведкой (в редукции Буге) по результатам которых был установлен блоковый характер строения этого тектонического этажа. Исходя из этого, все структуры I порядка, к которым относятся Волго-Уральская антеклиза, Пачелмский авлакоген, Воронежский блок и Прикаспийская впадины разделены между собой разрывными нарушениями. В свою очередь структуры I порядка делятся на блоковые структуры более

низких порядков. Исследуемый участок расположен в пределах докембрийской Русской плиты и принадлежит крупному структурному элементу I порядка – Волго-Уральской антеклизе, осложнённой структурной формой II порядка – Пугачёвским сводом, который, в свою очередь, осложнён системой валообразных поднятий и впадин. Одним из таких поднятий является Балаковская вершина.

Территориально Балаковская вершина располагается, в основном, в пределах Саратовского Заволжья с частичным выходом на Правобережную часть Саратовской области.

Балаковская вершина заложилась в девоне и унаследовано развивалась в верхнем палеозое, и только в предакчагыльскую фазу тектогенеза претерпела значительные морфологические изменения.

Анализ структурных карт и карт толщин показал, что структура как приподнятый структурный элемент унаследованно развивалась всё палеозойское время. На это указывают сокращения толщин отложений на картах изопахит всех интервалов. Увеличение толщин бобриковско-тульских отложений над западной вершиной структуры объясняется расположением вершины в районе палеодолины, картируемой в западной части лицензионного участка.

В подразделе нефтегазоносность обозначено, что в перспективном разрезе осадочного чехла выделяются три нефтегазоносных комплексов пород (НГК): ниже-верхневизейский (терригенный); верейско-мелекесский (преимущественно терригенный); живетский (терригенный).

Перспективные горизонты относятся к следующим нефтегазоносным комплексам: верейско-мелекесскому; бобриковскому; ардамовскому.

Во втором разделе представлены методы раннего обнаружения газонефтеводопроявлений и описана методика раннего выявления газонефтеводопроявлений по средствам комплекса ГТИ, освещены

предпосылки флюидопроявления по данным ГТИ, дана классификация флюидопроявлений при строительстве скважины. В соответствии с теоритическими предпосылками признаки флюидопроявления по данным ГТИ являются:

- снижение давления на входе, колебания давления;
- снижение уровня в емкостях;
- снижение расхода на выходе;
- рост скорости проходки при вскрытии поглощающего интервала;
- снижение температуры раствора на выходе;
- вторичный рост давления из-за недостаточной очистки забоя.

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.

Стабильное превышение пластового давления над давлением в скважине создает условия для непрерывного поступления пластового флюида в буровой раствор.

Обнаружить и оценить приток пластового флюида можно по тем же признакам, по которым обнаруживается присутствие газированных пачек раствора в скважине, но описанные выше признаки носят явно выраженный и более однозначный характер.

Безусловные признаки притока - непрерывное увеличение уровня раствора в емкостях и движение раствора в желобах при выключенной циркуляции. Если приток обусловлен вскрытием пласта с давлением, превышающим давление в скважине, то одновременно (или несколько раньше) с описанными признаками наблюдаются резкое повышение механической скорости проходки, характерное для вскрытия любого коллектора, и изменение крутящего момента на роторе.

Приток пластового флюида в скважину в процессе бурения является наиболее опасной ситуацией и требует немедленной герметизации устья и утяжеления раствора, чтобы не допустить дальнейшего притока из пласта и ликвидировать проявление в начальной стадии, не допуская выброса.

Вид пластового флюида (нефть, газ, вода), поступающего в скважину, можно определить по ряду косвенных признаков при подходе пачки к устью и выходе ее из затрубья.

Плавное и непрерывное изменение параметров (снижение давления, увеличение уровня в емкости, снижение плотности и повышение газосодержания раствора на выходе, увеличение потока) свидетельствует о поступлении жидкого флюида (нефти или воды). Газирование раствора дает нестабильную, но более яркую картину всех аномалий, и 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 больших пределах) при выходе газа на поверхность. Снижение температуры раствора на выходе или темпа ее повышения характерно только для выхода газовых пачек, чистый жидкий флюид дает рост температуры.

Выход на поверхность нефти и газа повышает удельное электрическое сопротивление раствора, а поступление минерализованной пластовой (особенно высокоминерализованной) воды дает противоположную картину - наблюдается резкое снижение сопротивления. Если же в раствор поступил рассол или рапа, то на выходе возможно появление раствора с нарушенной неоднородной структурой.

При проведении геолого-технологических исследований (ГТИ) на скважину устанавливается компьютеризированный комплекс с автоматизированным хроматографическим газоанализатором и комплектом датчиков для регистрации технологических параметров].

Регистрация данных происходит следующим образом. Аналоговые электрические сигналы с датчиков ГТИ, установленных на буровой, преобразуются в цифровые - аналого-цифровым преобразователем (АЦП). Эти цифровые сигналы и значения с хроматографического газоанализатора регистрируются обрабатывающим комплексом с шагом опроса 1 сек. Обрабатывающий комплекс установлен на компьютере-сборщике «сервер». Компьютер-сборщик с процессором не ниже Pentium-4, оперативной памятью не менее 2 Гб и операционной системой Windows.

Этот комплекс обеспечивает автоматический расчет следующих параметров:

- расчет нагрузки на долото, текущей глубины забоя, ДМК, механической скорости бурения, относительной концентрации углеводородных газов, средняя скорость проходки, рейсовая скорость проходки, нормализованная скорость проходки (Dexp, SIGMAlog);

- производство программным путем «привязки» данных хроматографического анализа к истинным глубинам с учетом отставания по раствору и газовоздушной линии;

- глубина положения долота;

- скорость СПО;

автоматическое определение технологических этапов на буровой

- (бурение, промывка, проработка, СПО);

- суммарные времена по рейсам: время циркуляции, бурения, проработки, промывки, СПО;

- гидравлические параметры: эквивалентная плотность раствора; потери давления в: затрубье, трубах, насадках, насосах, замках; давление свабирования, пульсаций; расчетное давление на входе, забое;

- суммарный объём во всех емкостях, изменение объёма в рабочих емкостях в процессе циркуляции, объёмы и интенсивность поглощения и проявления, балансы объёмов при вытеснении и доливе скважины.

В третьем разделе 4 приведены результаты исследований. Показано, что используя вышеизложенные теоретические предпосылки при бурении нефтяной поисково-оценочной скважины № 1 Наумовской, представилось возможным оперативно выявить газонефтеводопроявление. Подробно разобрана и проанализирована технологическая диаграмма ГТИ. Данная диаграмма разбита на 3 участка:

На участке 1 идет спуск инструмента в интервале 2014 - 2515 м, скорость спуска инструмента не превышают 1 м/с, что соответствует проектным значениям, вытеснение промывочной жидкости сопоставимо с

расчетным объемом металла спускаемого инструмента, состояние скважины стабильно.

На участке 2 при глубине инструмента глубине 2525 м в ходе плановой промывки для выравнивания параметров промывочной жидкости перед бурением произошел скачек давления до 150 атм. при фоновом значении в 90 атм. В ходе продолжения промывки произошло увеличение газопоказаний, максимальные значения составили Сумма $C1...C6 = 79,18 \%$ при фоновых в Сумма $C1...C6 = 0,97 \%$, увеличение объема промывочной жидкости приемной емкости на $2,1 \text{ м}^3$ с понижением плотности и температуры промывочной жидкости, с последующими скачками давления до 150 атм. Все вышеизложенное свидетельствует об осложнении в процессе строительства скважины с последующей аварийной ситуацией.

На участке 3 проведено глушение скважины с последующим отслеживанием давления в блоке дросселирования, которое составило 10 атм. После чего начались работы по стабилизации скважины, выраженные в увеличении плотности промывочной жидкости столба скважины для ликвидации проявления.

Произведены расчеты объема вытесненной промывочной жидкости с момента начала циркуляции до увеличения газопоказаний, для определения местонахождения аномалии в разрезе скважины.

В результате анализа геолого-геохимических исследований в разрезе скважины зарегистрирована аномалия в интервале 2594-2598,6 м, приуроченная к терригенным пластам-коллектора ардаговского возраста. Выявленная аномалия характеризуется следующими признаками:

- уровень газопоказаний по данным частичной дегазации буровой промывочной жидкости до 0,5919% абс;
- люминесценция хлороформных вытяжек 3 - 4 балла, беловато-желтого цвета – маслянисто-смолистые битумоиды;
- анализ компонентного состава газа по методике РАГ, позволяет охарактеризовать пласты-коллектора как нефтенасыщенные, рисунок 14;

- визуальные признаки по образцам керна - характерный запах УВ;

Приведены результаты обработки проведенных промыслово-геофизических работ, подтверждающие данные ГТИ.

Проанализировав результаты исследований, сделан вывод о том, что резкий рост газовыделений из ардазовских отложений, представленных песчаными пластами-коллекторами, привел к уменьшению плотности промывочной жидкости, что вызвало осложнение в проводке скважины.

Заключение. В данной бакалаврской работе изучено геологическое и тектоническое строение района работ, дана характеристика нефтегазоносности, описаны методы и методики выполнения геолого-технологических исследований, газового каротажа, дано описание методики раннего обнаружения газонефтеводопроявлений.

Анализ материалов ГТИ по скважине №1 Наумовской, позволил выявить информационные признаки флюидопроявления в интервале 2525-2551,6 м показывая

- Повышение уровня промывочной жидкости приемной емкости на 2,1м³.

- Колебание давления с 90 до 180 атм.

- Понижение температуры промывочной жидкости на выходе на 12 °С.

- Понижение плотности промывочной жидкости с 1.18 до 1.14 г/см³.

- Увеличение газопаказаний в промывочной жидкости.

Свидетельствует о входе в пласт коллектора. Выше перечисленные показания дали основания для выделения перспективного пласта коллектора приуроченного к песчаникам D2ar. По результатам газового каротажа с использованием палетки РАГ. Был определен характер насыщения выделенного пласта коллектора как газо-нефтенасыщенным.

Для подтверждения полученных результатов, был выполнен комплекс ГТИ и проведена комплексная интерпритация. По данным ГИС исследуемый

интервал распадается на два пласта. Верхняя часть составляет 2 метра в интервале 2551-2553м имеет Кнг 64%, является нефтенасыщенным. Нижняя часть по разрезу в интервале 2553-2564м наблюдается понижение значения Кнг 46% что позволяет отнести данный пропласток к нефтеводонасыщенному.

Таким образом применяемый комплекс ГТИ ГИС позволяет оценить характер пласта в геологических условиях дальнего Саратовского заволжья.