

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

Кафедра геофизики

«КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОЛОГО-
ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫДЕЛЕНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И УТОЧНЕНИЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПЛОЩАДЕЙ
(НА ПРИМЕРЕ КРУТЕЦКОЙ ПЛОЩАДИ САРАТОВСКОЙ ОБЛАСТИ)»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического ф-та
Лаврухин Дмитрия Викторовича

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

подпись, дата

К.Б. Головин

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

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2019

Введение. Развитие теоретических основ, программных и аппаратных средств промысловой геофизики, как ГИС, так и ГТИ, предоставляет заинтересованному кругу лиц широкие возможности для своевременного качественного решения задач поисково-разведочного бурения, а именно литолого-стратиграфического расчленения и определения разреза, выделения пластов-коллекторов, оценки характера их насыщения и промышленной значимости.

Методы ГИС и ГТИ, имея индивидуальные достоинства и недостатки, хорошо дополняют друга. Очевидно, что успешное решение перечисленных выше задач должно основываться на комплексном системном подходе к использованию данных промыслово-геофизических исследований, основой которого в настоящее время становятся ГТИ.

На основе проведения комплексной интерпретация промысловой геолого-геофизической информации в настоящей работе поставлена цель выделения продуктивных пластов-коллекторов и уточнения геологического строения перспективной Крутецкой площади Саратовской области.

Для достижения поставленной цели изучено геологическое строение Крутецкой площади; рассмотрены геолого-технологические и геофизические методы литологического расчленения разреза скважин, определения подсчётных параметров; выполнена корреляция и совместная интерпретация данных ГТИ и ГИС; показано успешное применение выбранных методов в конкретных геологических условиях для достижения поставленной цели.

В основу исследования положены результаты ГТИ и ГИС, а также данные, полученные в ходе изучения образцов шлама и керна, отобранных из скважин в процессе бурения.

Основное содержание работы. В первом разделе, **геологическая характеристика района работ**, приводятся общие сведения о территории исследований. В административном район работ в пределах Петровского района Саратовской области. В непосредственной близости находится г. Петровск.

В геологическом строении разреза Крутецкой площади принимают участие кристаллические породы архейско-нижнепротерозойского фундамента, осадочные образования верхнепротерозойской, палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп.

В современном тектоническом плане Крутецкая площадь расположена в пределах Петровского вала Рязано-Саратовского прогиба. Петровский вал – сложнопостроенная структура, примыкающая к Саратовским дислокациям и разделяющая Аткарскую впадину и Белоярский прогиб.

В нефтегазогеологическом отношении район работ расположен в пределах Нижне-Волжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В пределах данного района промышленно продуктивны отложения следующих регионально продуктивных нефтегазоносных комплексов:

- средне-верхнедевонский карбонатно-терригенный;
- верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный;
- нижне-верхневизейский терригенный;
- верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный;
- верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный.

На соседних месторождениях выявлены залежи нефти и газа в терригенных коллекторах тульского и бобриковского горизонтов нижнего карбона. Залежи пластовые, сводовые, литологически экранированные.

Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют 1,1-1,9 м, газонасыщенные – 0,5-2,2 м. Пористость – от 12 до 18%, проницаемость – 0,047 мкм². Плотность нефти 0,882-0,890 г/см³,

Во втором разделе, **методы изучения разрезов скважин**, описывается методика проведения промыслово-геофизических исследований, в том числе ГИС и ГТИ.

Приведены физические основы и специфика применения электрических (ПЗ, ГЗ, БК, ИК), радиоактивных (ГК, НГК), акустического методов.

При использовании методов ГТИ решаются комплекс технологических и геологических задач, направленных на обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения, а так же оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины потенциально продуктивных пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и определение прогнозного характера насыщения, уточнение интервалов отбора керна и испытаний пластов.

Исследования шлама и керна включают литологическое описание, карбонатометрию, люминесцентно-битуминологический анализ, газовый каротаж. Определение характера насыщения коллекторов реализуется геологическими методами, наиболее важными из которых являются газовый каротаж и люминесцентно-битуминологический анализ.

Выделение газоносных и нефтеносных пород методом газометрии выполняют по данным комплексного изучения содержания углеводородных газов в глинистом растворе. При разбуривании газоносных и нефтеносных пород газ, содержащийся в породах, в растворенном состоянии в нефти и в воде переходит в глинистый раствор и с раствором поднимается на поверхность.

Количество газа, извлекаемого из глинистого раствора и измеряемого газоанализатором, определяется содержанием газа в единице объема разбуренной породы, величина которого зависит от коэффициента пористости и нефтегазонасыщения породы, пластового давления и газового фактора; количеством газа, поступающего за единицу времени в единицу объема раствора, зависящего от скорости проходки, объемной скорости циркуляции глинистого раствора на забое, разности между гидростатическим давлением глинистого раствора на уровне пласта и пластовым давлением; физическими

свойствами раствора: его вязкостью и сорбционными свойствами глин, на которых приготовлен раствор, затрудняющими извлечение газа из раствора дегазатором.

Первая группа факторов определяет количество газа, находящегося в коллекторе, и дает возможность использовать диаграммы газометрии для выявления газосодержащих пород и оценки их насыщения. Чем выше содержание газа в единице объема разбуренной породы, тем (при прочих равных условиях) значительнее аномалии на диаграммах газометрии скважин.

Вторая и третья группы факторов вызывают искажение диаграмм газометрии. Влияние этих факторов может быть установлено, исходя из уравнения материального баланса, согласно которому количество газа, поступающего из разбуренной породы в раствор, равно количеству газа, эвакуированного с забоя раствором за равный промежуток времени (с).

Количество газа, поступающего с разбуренной породой в раствор, зависит от первоначального и остаточного содержания газа в единице объема породы; диаметра цилиндра выбуренной породы; интервала проходки скважины; продолжительности проходки; пластового давления; проницаемости породы и вязкости глинистого раствора; гидростатического давления раствора на уровне залегания пласта; коэффициента пористости; коэффициента газонасыщенности.

Количество газа, эвакуированного с забоя за тот же промежуток времени, зависит от скорости циркуляции глинистого раствора на забое; давления газа; расхода глинистого раствора на выходе из скважины.

Кровля газоносного горизонта обычно отмечается четче, чем его подошва. Однако четкость отбивки верхней границы газоносной породы нарушается диффузией газа в покрывающие отложения и размывом аномалии при подъеме раствора. При негоризонтальном напластовании и эффузии газа по трещинам распространение газа в отложениях, покрывающих газоносной горизонт, может охватывать значительную мощность пород, залегающих выше основного газоносного объекта.

В связи с недостаточной точностью отбивки границ газоносных и нефтеносных пластов по диаграммам газометрии они интерпретируются в комплексе с диаграммами других методов геофизического исследования скважин.

Компонентный анализ газовой смеси, полученный при непрерывной дегазации промывочной жидкости, дал возможность существенно повысить эффективность газового каротажа и расширить масштабы его внедрения.

Использование флюидных коэффициентов, то есть отношений компонентов между собой, позволяет определять прогнозный характер насыщения пластов, состояния флюида в залежи, а также решать задачи, связанные с определением происхождения данной залежи.

Одним из важнейших методов ГТИ, применяемых для оценки насыщения, является люминесцентно-битуминологический анализ, основанный на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе.

Для количественной оценки содержания битумоидов в исследуемой пробе в полевых условиях используется пятибалльная система

Механический каротаж как метод ГТИ основан на изменении скорости бурения или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава и коллекторских свойств пород. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

По механическому и газовому каротажу имеется возможность выделения пластов-коллекторов и предварительного определения характера их насыщения.

Критериями наличия нефтегазонасыщенных пластов в разрезе по результатам исследования методами обязательного комплекса ГТИ являются:

аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора (в 2 и более раза относительно фоновых значений) по газовому каротажу; аномальное увеличение (в 2 и более раза больше фоновых значений) газонасыщенности шлама (керна); относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади; увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов; пористость средняя или высокая.

Необходимо учитывать, что аномальное увеличение $\Gamma_{\text{сум}}$ и изменение относительного состава газа могут быть обусловлены влиянием ранее пройденных пластов и битуминозностью проходимых пород. Учет влияния указанных помех осуществляется следующими способами: аномалии, связанные с послевливанием, исключаются путем проведения газового каротажа после бурения или газометрии шлама; аномалии, связанные с битуминозностью, исключаются по результатам ЛБА и путем использования априорной геологической информации.

Пласт относится к нефтеносному в случае, если сумма тяжелых УВ составляет более 10%; величина флюидных коэффициентов характерна для нефтеносных пластов района исследований; люминесценция шлама (керна) более 3 баллов; тип битумоида относится к ЛБ, МБ, МСБ, СБ.

Характер насыщения пласта может быть определен с помощью хорошо зарекомендовавшей себя палетки РАГ.

При исследовании бурящихся скважин основным источником геофизической информации о насыщении пластов являются методы электрометрии.

Для оперативной интерпретации используются методы, основанные на анализе изменения радиальных геофизических характеристик пласта. Признаком продуктивного пласта по данным электрометрии является понижающее, а водоносного пласта — повышающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт (при $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$), отмечаемое на диаграммах МКЗ и БК-МБК.

Разделение нефте- и водоносных пород производят по критическому

значению коэффициента водонасыщенности K_v , равному отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор, которое устанавливается на основе статистической обработки лабораторных и скважинных материалов для определенных отложений с учетом типа коллектора.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) по удельному сопротивлению породы (ρ_p) основано на связях между параметром насыщения (R_n) и коэффициентом водонасыщения (K_v).

В разделе 3, **результаты работ**, отражены основные результаты бурения двух поисковых скважин Крутецкой площади – №№ 1 и 2, а именно вскрытие и оценка характера насыщения пластов-коллекторов бобриковских отложений.

Изложенные в главе 2 методические основы позволили выполнить литологическое расчленение разреза. Оперативное реально-временное расчленение выполнялось на основе данных ГТИ – по скорости проходки, макро- и микроописанию шлама, газовому каротажу, ЛБА.

Перед ГТИ ставилась задача отбивки кровли бобриковских отложений и корректировка интервала отбора керна из пласта Б1. Изучение литолого-стратиграфического разреза, выполненное в разделе 1, показало, что бобриковские отложения представлены песчаниками и алевролитами, залегающими в толще глин и перекрытыми тульскими известняками.

Поэтому для решения поставленной задачи была намечена следующая последовательность действий: отбитие кровли тульских известняков – «тульской плиты»; отбитие кровли бобриковских глин-аргиллитов; вскрытие бобриковского песчаника на 0,5-1 м; отбор керна.

Определение приближения забоя скважины к кровле ожидаемого коллектора проводилось на основе непрерывного литолого-стратиграфического расчленения разреза и его сопоставления с ГТН и эталонно-прогнозной моделью.

По изменению ДМК, росту газопоказаний и показаний ЛБА выделены перспективные пласты-коллекторы.

Согласно выполненным построениям, интерпретации промыслово-

геофизических материалов, результатам анализа кернового материала выявлена как латеральная, так и вертикальная литологическая неоднородность пластов.

Обобщение геолого-технологических данных, полученных во время бурения, и результатов интерпретации данных ГИС привело к уточнению геологического строения площади. Уточнено положение кровли бобриковских нефтегазоперспективных отложений, скорректированы структурные построения.

Согласно прогнозным построениям предполагалось, что по кровле бобриковского пласта Б1 обе скважины окажутся в сводовой части структуры в пределах замкнутой изогипсы. По факту в сводовую часть попала только скважина 1, скважина 2 оказалась не в оптимальном расположении и вскрыла кровлю пласта на 11 метров ниже прогноза.

В соответствии с полученными данными отрисовка структуры претерпела изменения, свод сместился в северо-западном направлении. Скорректированные построения будут учтены при планировании дальнейшего бурения на структуре.

Заключение. В настоящей работе отражены результаты реализации комплекса обязательных исследований ГТИ и ГИС при бурении двух поисковых скважин на Крутецкой площади.

Оперативное реально-временное литологическое расчленение разреза выполнялось на основе данных ГТИ – по скорости проходки, макро- и микроописанию шлама, газовому каротажу, ЛБА. На следующем этапе проведена оперативная интерпретация данных ГИС – стандартного каротажа, РК, АК, БК. Полученные результаты хорошо коррелируются между собой. Далее выполнена сводная интерпретация ПГИ – скорректированы границы пластов, дана комплексная оценка характера насыщения коллекторов как нефтяная.

Эффективность выполненных исследований и выданных заключений подтверждена результатами гидродинамических испытаний – в скважине 1 из бобриковского пласта Б1 получен приток безводной нефти.

Помимо вышеописанных результатов уточнено геологическое строение Крутецкой площади, скорректированы прогнозные структурные построения. На основе составления схемы корреляции бобриковских отложений сделаны выводы о вертикальной неоднородности и латеральной изменчивости песчаных отложений пластов Б1 и Б2.

Таким образом, выполненный комплекс ПГИ показал высокую эффективность в конкретных геологических условиях и позволил решить поставленные перед написанием работы задачи.