

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

Кафедра геофизики

**«Определение фильтрационно-емкостных свойств
терригенных пород бобриковского горизонта по данным ГИС (на
примере скважин 33 и 31 Безымянного месторождения)»**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Нефтегазовая геофизика»
геологического ф-та
Андрусенко Никиты Сергеевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

В.Ю. Шигаев

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2025 год

Введение. Интерпретация геофизических данных является важным шагом в изучении геологического строения Земли и её недр. Она позволяет преобразовать косвенную информацию, полученную с помощью различных геофизических методов, в конкретные геологические понятия и категории. К этому процессу привлекается широкий спектр геолого-геофизических данных, что обеспечивает более глубокое понимание характеристик и структуры исследуемых пород.

Основные задачи интерпретации ГИС включают определение границ пластов-коллекторов, расчет фильтрационно–емкостных свойств горных пород, литологическое расчленение разрезов и выявление скоплений углеводородов. К несомненным преимуществам интерпретации данных ГИС относится возможность определения литологического состава и петрофизических характеристик горных пород, а также их насыщенности и продуктивности в естественных условиях залегания. Визуализация результатов с помощью моделирования позволяет не только увидеть текущее состояние месторождений, но и проследить за их изменениями во времени, что существенно повышает информативность данных.

Однако, несмотря на достоинства, интерпретации ГИС имеет ряд несовершенств. Процесс интерпретации данных комплекса ГИС часто осложнен недостатком информации. Отсутствие адаптивности в большинстве существующих методик ГИС может замедлять процесс и ухудшать качество интерпретации. Также существует зависимость конечного результата от точности входных данных, что еще более усложняет ситуацию.

В последние годы наблюдается тенденция к активному внедрению в эксплуатацию старых месторождений, которые в XX веке считались нерентабельными из-за ограничений доступных методов разработки. Данная ситуация является следствием значительного прогресса в технологиях добычи ресурсов и появления новых, более эффективных инструментов для разработки месторождений, что позволяет реализовать потенциал ранее

закрытых месторождений. Практическая значимость работы заключается в уточненном и комплексном использовании исходной геолого-геофизической информации для перехода на новую современную классификацию запасов. Такой подход позволяет оптимизировать финансовые затраты и сократить время для последующих геолого-разведочных и проектировочных работ на изучаемых объектах. Таким образом, проведенное исследование вносит значимый вклад в изучение Безымянного месторождения и открывает перспективы для его дальнейшего освоения.

Научная новизна работы связана с несколькими аспектами:

- использование современных цифровых технологий позволяет повысить точность и надёжность геологических моделей месторождений углеводородов;
- подход к определению подсчетных параметров в современных проектных организациях основывается на интеграции методов статистического анализа и геологических данных;
- современная методика формирования геологических моделей на основе определяемых подсчетных параметров, учитывает вариации геологических условий и свойств флюидов, что позволяет значительно повысить точность прогноза запасов и улучшить принятие решений в разведке и эксплуатации месторождений углеводородов.

Актуальность работы заключается в необходимости восполнения информационного пробела для обеспечения более глубокого понимания геологического строения «старых» месторождений и их потенциала. С учетом тенденции к увеличению числа таких месторождений в будущем, создание методик по обработке и переинтерпретации данных старых фондов становится крайне важным. Это позволит не только улучшить эффективность разработки, но и обеспечить более рациональное и устойчивое использование природных ресурсов в рамках современного подхода к геологическим исследованиям и добыче нефти и газа.

Целью написания магистерской работы является определение фильтрационно-емкостных свойств терригенных по данным ГИС на Безымянном месторождении.

Для достижения указанной цели в работе решены следующие **задачи**:

1. Изучить геологическую характеристику месторождения.
2. Изучить технику и методику геофизических исследований скважин, их краткую характеристику и специфику определения фильтрационно-емкостных свойств.
3. Привести результаты определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород бобриковского горизонта.

Автор благодарен сотрудникам ООО «ТЕРРАПОД» за помощь в сборе материала и ценные консультации при изучении основ обработки, интерпретации геофизических данных и использованием специальных программ.

В структуру выпускной квалификационной работы входят: введение, геологическая характеристика месторождения, геолого-геофизические исследования скважин, интерпретация данных ГИС и определение фильтрационно-емкостных свойств, заключение и список использованных источников.

Основное содержание работы. Раздел 1 Геологическая характеристика месторождения. Исследуемое месторождение расположено в Камышинском районе Волгоградской области (подраздел 1.1).

В геологическом строении Безымянной площади принимают участие отложения девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой и четвертичной систем (подраздел 1.2).

В тектоническом отношении Безымянное месторождение приурочено по верхнему структурному этажу к восточной части Коробковско-Жирновской группы поднятий и расположено в пределах Уметовского структурного выступа, по нижнему структурному этажу – к восточному борту Уметовской мульды (подраздел 1.3).

На месторождении поисково-разведочными скважинами исследована нефтегазоносность всего вскрытого разреза (подраздел 1.4). Залежь промышленного значения выявлена в песчаном пласте бобриковского горизонта нижнего карбона.

Исследования керна скважин показали, что коллектора Бобриковского горизонта представлены (подраздел 1.5):

На глубинах 2445-2453: 3.7 м. известняками темно-серыми, слоистыми тонкоплитчатыми. На глубинах 2453-2459: 4 м. 0.4 м- аргиллитом темно-серым, слюдистым; 1.8 м- песчаниками серыми с желтоватым оттенком, мелкозернистыми, однородными; 0.2 м- аргиллитом черным с обуглившимися остатками; 0.6 м- известняком темно-серым, глинистым; 1.0 м- песчаником серым и с темноватым оттенком, нефтенасыщенным, мелкозернистым, однородным.

Раздел 2 Геолого-геофизические исследования скважин. К настоящему времени разведочное бурение на Безымянном площади закончено. Залежь промышленного значения выявлена в песчаном пласте бобриковского горизонта нижнего карбона по результатам опробований двух скважин №№ 31 и 33, в которых были получен промышленный приток нефти. Задача литологического расчленения разреза решается при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам (подраздел 2.1).

В ходе исследований применялась система ПРАЙМ, которая является автоматизированным инструментом в среде Windows для сбора, визуализации, обработки и хранения геолого-геофизических данных в нефтегазовой отрасли (подраздел 2.2). Она имеет модульную архитектуру, что позволяет подбирать конфигурацию системы максимально подходящую под решение интерпретационных задач.

Комплекс ГИС, применявшейся на месторождении, соответствует обязательному. Контроль за техническим состоянием скважины проводится методами кавернометрии, инклинометрии и термометрии скважин

(подраздел 2.3). Параметры промывочной жидкости при проведении ГИС (плотность, вязкость, удельное электрическое сопротивление) определялись на поверхности и в скважине соответствующими приборами. При бурении скважин в интервале продуктивных отложений применялся глинистый раствор плотность 1,20-1,26 г/см³, вязкость 30-50 (подраздел 2.4).

При этом информационно-измерительная система ГИС эффективна только при наличии методов и технических средств контроля параметров геофизической аппаратуры и оценки качества измерений (подраздел 2.5). Она учитывает технологический процесс подготовки и проведения измерений и основывается на анализе данных для обеспечения точности, достоверности и минимизации затрат. Заметим, что качество промыслово-геофизических материалов удовлетворительное, что дало возможность провести качественную и количественную интерпретацию материалов ГИС.

Раздел 3. «Интерпретация данных ГИС и определение фильтрационно-емкостных свойств». Выделение коллекторов проводилось с использованием установленных для них прямых качественных и количественных критериев (подраздел 3.1).

При определении начального положения поверхности раздела нефть-вода и границ бобриковской залежи были использованы данные об опробовании поисково-разведочных скважин 31, 32, 34, 37, 33, а также результаты интерпретации ГИС. Из числа всех скважин опробование в отложениях бобриковского горизонта произведены в пяти скважинах. Промышленные притоки нефти получены в скв. 31 и 33, в остальных - пластовая вода (подраздел 3.2)

Принимая во внимание результаты испытания скв.31 и 33 в открытом стволе и в эксплуатационной колонне, а также результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований, начальный ВНК принимается по подошве нефтенасыщенного пласта в скв.33 на отметке -2320м.

Расчет коэффициента пористости. Расчет емкостной характеристики (Кп) коллекторов бобриковского горизонта по скважинам Безымянного

месторождения проводилась по результатам количественной интерпретации ГИС. В данной работе в связи нехваткой данных метода АК в одной из скважин пористость коллекторов оценивалась и принималась по данным метода НГК (Подраздел 3.3).

Радиоактивный каротаж является одним из основных методов определения пористости. При существенных отклонениях условий проведения измерений в разных скважинах (минерализации и плотности бурового раствора, значениях номинального диаметра скважины, скорости записи и постоянной ячейки интегрирования), необходимо приведение показаний НГК к единым условиям, то есть используется способ нормирования диаграммы НГК с помощью опорных пластов (параграф 3.3.1).

Рассмотрим расчет коэффициента пористости по методу АК в скважине № 31. с использованием уравнения среднего времени:

$$K_{\text{п}} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{\text{ск}})}{(\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}})} - K_{\text{гл}} * \frac{(\Delta T_{\text{гл}} - \Delta T_{\text{ск}})}{(\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}})},$$

где:

- ΔT – интервальное время пробега упругой волны соответственно в породе исследуемого коллектора; $\Delta T_{\text{ск}}$ – интервальное время пробега упругой волны в скелете породы, для песчано-алевролитовых пород равное 170 кс/м; $\Delta T_{\text{ж}}$, – интервальное время пробега упругой волны в жидкости, заполняющей поровое пространство равное 620 мкс/м; $\Delta T_{\text{гл}}$ – интервальное время пробега упругой волны глинистого вещества, для бобриковских пород принята равной 300 мкс/м как в глинах тульского горизонта; $K_{\text{гл}}$ – объемное содержание глинистых минералов (параграф 3.3.2). Величина $K_{\text{гл}}$ рассчитывалась по опорным пластам в программном комплексе «Прайм».

Акустический каротаж (АК) основан на разной скорости распространения упругих волн от источника к приёмнику прибора (V м/сек). Метод работает в необсаженных скважинах. В обсаженных скважинах акустическим каротажом решают задачи оценки качества цементирования. С

помощью акустического каротажа определяют: литологию, зоны трещиноватости, интервалы коллекторов, пористость.

Суть метода **нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ)** заключается в измерении интенсивности тепловых нейтронов в скважине на заданном расстоянии от источника быстрых нейтронов. Быстрые нейтроны замедляются до тепловых в породе, а их плотность зависит от: замедления (влияет водородосодержание) и поглощения (зависит от элементов с высоким сечением захвата, например, хлора). Ключевыми факторами являются длина зонда (расстояние до детектора) и замедляющая и поглощающая способность породы (водород, хлор и др.).

Таким образом, каждый из видов каротажа имеет свои достоинства и недостатки: АК – универсален, безопасен, надежен и применим в сложных условиях, но менее информативен. НГК – точнее определяет границы нефти и воды, но сложнее в применении и зависит от технического состояния скважины. Оба метода важны в комплексе ГИС, так как ни один не может точно работать во всех геологических условиях. Поэтому для большей точности скважины обычно исследуют обоими методами, сравнивая данные (параграф 3.3.3).

Расчет коэффициента нефтенасыщенности. В виду отсутствия зависимостей, построенных на собственном керне, для определения коэффициента нефтенасыщенности бобриковского горизонта Безымянного месторождения были использованы единые обобщенные зависимости как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов - уравнения связи Арчи-Дахнова:

$$R_{п} = K_{п-2,0} \text{ и } R_{н} = K_{в-2,0} .$$

Суммарная минерализация пластовой воды для бобриковских отложений составляет 227 г/л, плотность 1.153-1,164 г/см³, что при средней пластовой температуре +58°С соответствует сопротивлению $\rho_{в}=0.033$ Омм (подраздел 3.4).

С целью определения коэффициента пористости по данным радиоактивного каротажа по всем выделенным проницаемым интервалам продуктивных пластов бобриковского горизонта использованы каротажные материалы на планшетах ГИС.

Ввиду ограниченного комплекса ГИС по методам определения пористости, провести комплексную оценку пористости по методам АК и РК не представляется возможным. При интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) допустимая погрешность оценки пористости (средняя квадратичная) не должна превышать $\pm 2\%$, а максимальная — $\pm 3\%$ от объема породы. Для корректного выполнения подсчета запасов и подготовки проектных документов требуется определить коэффициент пористости с погрешностью не более 5%.

Для расчета средневзвешенных значений пористости для залежи бобриковского горизонта использовались значения K_p , рассчитанные по данным метода НГК скважин исторического фонда (подраздел 3.5.). Рекомендуются пробурить новые скважины и провести новые исследования ГИС с связи потерей большей части комплекса, а именно АК, ИК, БК, МПЗ, МГЗ и БКЗ, а так же обновить данные методов РК, это поможет определить какие физические характеристики имеет геологический разрез на данный момент. Кроме того необходимо провести точечную перфорацию, это поможет точнее определить водонефтяной контакт для более точной геологической модели.

Для дальнейшего исследования месторождения и построения зависимостей типа керн-керн и ГИС-керн желательно провести лабораторные исследования керна (подраздел 3.6).

Закключение.В соответствии с поставленными задачами в выпускной квалификационной работе дано описание геологического строения района работ, выполнен обзор комплексов геофизических исследований скважин, применяемых для выделения перспективных интервалов. Также выделен, в разрезе изучаемой скважины Безымянного месторождения.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы проведён комплексный анализ данных геофизических исследований скважин (ГИС) на Безымянном месторождении с целью определения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) терригенных пород бобриковского горизонта. В рамках исследования решены следующие основные задачи:

- Геологический обзор месторождения — изучены литолого-стратиграфические особенности, тектоническое строение и нефтеносность бобриковского горизонта.

- Интерпретация данных ГИС — выделены коллекторы, установлен уровень водонефтяного контакта (ВНК) на глубине -2320 м, рассчитаны коэффициенты пористости (Кп) и нефтенасыщенности (Кн). - Оценка достоверности результатов — определено, что средневзвешенные значения пористости составляют 19,6%, а нефтенасыщенность варьируется от 72% до 78%, что указывает на хорошие коллекторские свойства пласта. Основные выводы исследования:

- Бобриковский горизонт обладает благоприятными фильтрационно-ёмкостными характеристиками, что подтверждается высокими значениями пористости и нефтенасыщенности.

- Водонефтяной контакт установлен на отметке -2320 м, что согласуется с результатами испытаний скважин. - Ограничения точности расчётов связаны с отсутствием лабораторных исследований керна и частичной утерей данных ГИС, поэтому полученные параметры рассматриваются как предварительные. Рекомендации для дальнейших исследований: - Провести дополнительные ГИС с расширенным набором методов (АК, ИК, БК, МПЗ,

МГЗ, БКЗ) для более точного определения фильтрационно-ёмкостных свойств.

- Выполнить лабораторные анализы керна для корреляции данных «керна-керна» и «ГИС-керна».

- Провести точечную перфорацию для уточнения положения ВНК и границ залежи.

Полученные результаты позволяют уточнить геологическую модель месторождения, что дает основания для пересмотра запасов в рамках новой системы классификации и оптимизации последующих геолого-разведочных мероприятий. Таким образом, проведённое исследование вносит вклад в изучение Безымянного месторождения и открывает перспективы для его дальнейшего освоения.