

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

Кафедра геофизики

**«Выделение терригенных пластов-коллекторов среднего девона и
определение их емкостных свойств по данным ГИС в разрезах
Ивановского газоконденсатного месторождения»**

АВТОРЕФЕРА БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студентки 5 курса 531 группы

Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Геолого-геофизический сервис»

Геологического факультета

Бабаковой Натальи Алексеевны

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 2024

Введение. Объектом изучения в данной выпускной квалификационной работе являлся комплекс методов геофизических исследований скважин, использованных при бурении скважины №1 Ивановского газоконденсатного месторождения Саратовской области при исследовании терригенных отложений воробьевского (пласт D2vb воробьевские) и ардатовского (пласт D2ar ардатовские) горизонтов среднего девона и их характеристика.

Целью выпускной квалификационной работы является выделение продуктивных пластов среднего девона и определение их емкостных свойств, определение характера насыщения коллекторов по данным комплекса ГИС в скважине №1 Ивановского месторождения.

Данная цель подразумевает решение следующих задач:

- Изучить геологического строения продуктивных пластов Ивановского месторождения, включающее сведения о литолого-стратиграфической характеристике, тектонике и нефтегазоносности;
- Описать физико-теоретические основы и дать характеристику методов ГИС по физическим полям;
- Охарактеризовать методику проведения комплекса ГИС;
- Описание методики комплексной интерпретации данных при выделении пластов-коллекторов и определении их фильтрационно-емкостных свойств по данным ГИС;
- Выделить терригенные коллекторы D2ar ардатовского и D2vb воробьевского возрастов по скважине №1 Ивановского месторождения;
- Определить емкостные свойства и характер насыщения коллекторов D2ar ардатовского и D2vb воробьевского возрастов по скважине №1 Ивановского месторождения.

Основное содержание. Геофизические исследования в глубоких скважинах используются для изучения разрезов и выделения в них продуктивных пластов, оценки запасов нефти и газа открытых месторождений, контроля за их разработкой, а также для контроля технического состояния скважин. Это основной способ геологической документации разрезов скважин, дающий

большой экономический эффект за счет сокращения отбора керна и количества испытаний пластов.

Ивановское газоконденсатное месторождение расположено в Перелюбском районе Саратовской области, в 25 км к юго-востоку от р. п. Перелюб.

Ивановское месторождение открыто в 1991 году, в промышленную разработку введено в 1995 году. В 2016 г. отборы остановлены в связи с аварией в скважине № 4 (прекращение фонтанирования, обрыв НКТ).

К настоящему времени на Ивановском месторождении в разные годы пробурены пять скважин 1, 2, 3, 4, 5 Ивановские, в том числе три поисковых, одна разведочная (№ 4) и одна поисково-оценочная (№ 1). Последняя скважина № 1 пробурена в 2022 году.

В геологическом строении Ивановского месторождения принимают участие отложения архейской, девонской, каменноугольной, пермской, юрской, неогеновой и четвертичной систем. В геологическом строении отсутствуют триас, мел и палеоген.

В толще осадочного чехла палеозойского возраста выделяются два структурно–тектонических этажа. Верхний этаж представлен мощной карбонатной толщей каменноугольно–верхнедевонского возраста, нижний этаж сложен толщей чередования терригенно–карбонатных пород верхнего (тиманско–пашийский горизонт), среднего и нижнего девона, условно называемый терригенным комплексом девона.

В тектоническом отношении Ивановский участок расположен в пределах центральной Натальинско-Мирошкинской ступени Камелик–Чаганской системы линейных дислокаций Бузулукской впадины, которая в свою очередь рассечена нарушениями меридионального простирания, дробящими ее на отдельные самостоятельные блоки.

Ивановский участок представляет собой юго-восточное погружение крупного структурно–тектонического выступа северо–западного простирания. Тектоническое строение Ивановской площади по отражающим горизонтам D2af,

D2vor и D2ard носит унаследованный от поверхности кристаллического фундамента характер с небольшим смещением сводовых частей положительных структурных форм, что вероятно связано с частым чередованием разнонаправленных колебательных подвижек.

В структурном плане месторождение представлено группой небольших локальных поднятий образующих самостоятельные ловушки углеводородов.

Приподнятая зона, в тектоническом отношении, приурочена к погруженной части Бузулукской впадины и осложнена серией разрывных нарушений преимущественно северо-восточного и широтного направления. Коллектора продуктивных объектов литологически замещаются на более глинистые пачки, границы замещений точно не установлены. Девонские отложения унаследовано залегают на кристаллическом фундаменте, поверхность которого находится на глубине 4450-4500 метров.

Промышленно газоносными на месторождении являются терригенные отложения воробьевского (пласт D2vor воробьевские) и ардатовского (пласт D2ard ардатовские) горизонтов среднего девона и карбонатные отложения мосоловского горизонта (пласт D2ms мосоловские) среднего девона. Всего на Ивановском месторождении в трех продуктивных пластах выявлено шесть газоконденсатных залежей.

По результатам геолого-геохимических исследований в разрезе ствола скважины зарегистрированы следующие фоновые показания:

- средний уровень газопоказаний по данным частичной дегазации бурового раствора 0,022% абс;
- удельная газонасыщенность образцов шлама $0,68\text{см}^3/\text{дм}^3$;
- люминесценция хлороформенных вытяжек шлама 3 балла, беловато-голубого, голубовато-желтого, беловато-желтого, цветов – легкие, маслянистые битумоиды.

Геологические модели (ГМ) Ивановского месторождения построены на основе детальной обработки, интерпретации и комплексного анализа всей имеющейся геолого-геофизической, гидродинамической и промысловой

информации. В процессе адаптации фильтрационных моделей уточнялись геолого-физические и фильтрационные параметры для достижения согласованных расчетных характеристик с фактическими показателями разработки. Проведен анализ текущего состояния разработки, динамики пластового давления за период эксплуатации скважин.

Априорная физико-геологическая модель была составлена на основе анализа разрезов ранее пробуренных скважин, которые являются достаточно информативными.

Выбранный комплекс геофизических исследований определяется поставленными задачами:

- 1) Литологическое расчленение разреза;
- 2) Выделение коллекторов;
- 3) Оценка емкостных свойств коллекторов;
- 4) Оценка характера насыщения коллекторов, определение водонефтяного и газонефтяного контактов.

Для решения поставленных задач в скважине №1 Ивановского месторождения были проведены детальные геофизические исследования скважины в масштабе 1:200, включающие в себя следующие методы:

- потенциал самопроизвольной поляризации (ПС);
- потенциал-зонд (ПЗ);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ – зонды КС);
- нейтронный каротаж (НГК);
- гамма-каротаж (ГК);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (ДС);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрозондирование (МПЗ и МГЗ).

На основе построенной геологической модели, учитывая поставленные геологические задачи, в исследуемой скважине в интервале 4070-4320м принято решение о проведении следующего комплекса ГИС:

а) Для уточнения литолого-стратиграфического расчленения и корреляции разрезов:

- АК
- ГК
- НГК
- ДС

б) Для выделения высокопористых и проницаемых пород – коллекторов с наибольшей точностью применяются методы:

- КС, ПС
- БК
- МКЗ
- ДС

в) Для определения емкостных свойств коллектора:

- БК
- ИК

г) Для определения характера насыщения коллекторов:

- БК
- ИК
- БКЗ

Исследования выполнялись в не обсаженной скважине диаметром 216 мм в интервале 4070-4320 метров. Средняя пластовая температура в интервале воробьевского горизонта составляет 118°С. Средняя минерализация пластовой воды составляет 93 г/л, сопротивление пластовой воды – 0.026 Омм. Удельное электрическое сопротивление бурового раствора изменяется от 0.2 до 1.4 Омм. Анализ полноты выполненных детальных исследований показал, что в основном, качество материалов ГИС оценивается как хорошее и удовлетворительное.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) – ядерный метод ГИС, основанный на облучении изучаемых отложений нейтронами, имеющими определенный уровень кинетической энергии (быстрые нейтроны) и одновременной регистрации γ -квантов, образующихся в результате ядерной реакции радиационного захвата выпущенных нейтронов.

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах и предназначен для изучения упругих свойств горных пород. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же скважине.

Акустический каротаж в основном варианте сводится к определению скорости распространения упругих колебаний в пересеченных скважиной породах (АК по скорости); могут также определяться поглощающие свойства горных пород (АК по затуханию). Скорость распространения упругих волн в горных породах зависит от их минералогического состава, пористости и формы порового пространства и, следовательно, тесно связана с их литологическими и петрографическими свойствами.

Индукционный каротаж (ИК) является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород.

Индукционный каротаж применяется для:

- определение кажущейся проводимости;
- выявление нефтенасыщенных зон;
- выявление границ ВНК;
- корреляция разрезов скважин.

В основе метода лежит закон электромагнитной индукции (закон Фарадея), устанавливающий взаимосвязь между магнитными и электрическими явлениями.

Перед началом обработки кривых электрометрии проводилась увязка диаграмм ИК, БК и БКЗ. С этой целью в разрезах скважин выделялись

непроницаемые пласты большой толщины ($h > 4-6\text{м}$) с низкими и высокими сопротивлениями, которые принимались за опорные. По этим опорным пластам в программе Gintel осуществлялся контроль качества зондов БКЗ, индукционного и бокового каротажа. При необходимости в показания зондов БКЗ и ИК вносились поправки за искажение масштаба и смещение нулевой линии. Положение нуля индукционного каротажа контролировалось также по мощным глинам.

После проверки качества материалов ГИС в программе Gintel по комплексу зондов БКЗ-БК-ИК определялись удельные электрические сопротивления ($\rho_{\text{п}}$) пластов-коллекторов толщиной более 0.8 м. Обработка материалов БКЗ в скважинах показала небольшое повышающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласты не более 4-5 диаметров скважины.

Коллекторы Ивановского месторождения выделялись, в основном, по прямым качественным признакам поровых коллекторов, которые характеризуются проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, вызывающей формирования глинистой корки, наличие радиального градиента удельного электрического сопротивления, измеренного приборами с различной глубиной исследования БК, ИК, БКЗ. Наличие положительных приращений на диаграммах МКЗ. Кроме качественных признаков при выделении коллекторов учитывались и количественные, т.е. значения $K_{\text{п}}$ должны быть выше $K_{\text{п гр}}=5.8\%$ для коллекторов терригенного девона по аналогии с Петровским месторождением.

Коэффициент пористости определялся по данным нейтронного (НГК) и акустического каротажа (АК).

Обработка данных НГК проводилась по методике двух опорных пластов с использованием палеток ВНИИЯГГ. В качестве опорных пластов принимались интервалы размытых глин муллинского горизонта с минимальными показаниями НК и интервалы наиболее плотных известняков фаменского яруса (максимальные показания).

Контакты по ардатовским и воробьевским горизонтам приняты по данным опробования скважин. В скважине №1 Ивановского месторождения насыщение по ГИС подтверждено результатами испытаний в данной скважине. При этом минимальное сопротивление равно 55.6 Омм.

Коэффициент газонасыщения определяется по формуле, как разница от суммарного количества флюидов и остаточной воды, т.е.

$$K_{нг} = 1 - K_{в}$$

Основу данной методики составляет алгоритм определения удельного электрического сопротивления пласта-коллектора и зависимость коэффициента увеличения сопротивления от водонасыщенности, т.е. $R_n = f(K_v)$, которая устанавливается в лаборатории на образцах керна, путем создания переменной водонасыщенности и измерения соответствующей ей удельного сопротивления.

Для подсчета запасов взяты средневзвешенные значения по эффективной газонасыщенной толщине пласта в скважине 1. Принятое значение коэффициента газонасыщенности по продуктивному пласту D_{2ar} составляет 0.87, по пласту D_{2vb} – 0.84 д.ед.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС, проведенных в интервале 4070-4320 м были сделаны выводы и даны следующие рекомендации.

- 4070.0-4119.0 м – карбонатные отложение саргаевского горизонта D_{3sr} . Выделенные коллекторы водонасыщенные.

- 4119.0-4145.0 м - терригенные отложения тимано-пашийского горизонта D_{3tm-ps} . Представлены частым чередованием песчаников, глинистых песчаников и аргиллитов. По наличию прямых качественных признаков (данных микрозондов и наличию глинистой корки) выделен коллектор порового типа в интервале: 4134.7-4135.5 м. Коллектор характеризуется пониженными УЭС на фоне вмещающих аргиллитов. Выделены песчаники с аналогичными характеристиками УЭС, без признаков проницаемости, которые охарактеризованы как не коллекторы. По данным ГИС коллектор в интервале 4134.7-4135.5 м характеризуется как водонасыщенный. С учетом данных ГТИ и керна характеристика: вода+ незначительно УВ.

- 4145.0-4162.0м - глины муллинского горизонта D2ml.
- 4162.0-4237.0м - отложения ардаатовского горизонта D2ar.

Пласт D2-IV в интервале: 4167.6-4187.0 м представлен известняком. Коллекторы не выявлены.

Пласт D2-IVa в интервале: 4214.8-4232.0м представлен песчаниками и глинистыми песчаниками, с учетом данных литологического коридора, с наличием карбонатного цемента. По прямым качественным признакам (данным микрозондов и наличию глинистой корки) выделены коллекторы порового типа. По результатам расчетных параметров коллекторы продуктивные. Затухание сигнала акустического каротажа в интервале залегания пласта, возможно, связано с повышенным газовым фактором флюида насыщения.

Отсутствие признаков наличия углеводородов по данным ГТИ может быть связано с быстрым формированием глинистой корки.

- 4232.0-4312.0м - отложения воробьевского горизонта D2vb. Отложения воробьевского горизонта представлены переслаиванием карбонатных и терригенных пород. Песчаники воробьевского горизонта залегают в виде маломощных прослоев с признаками проницаемости (коллекторы порового типа) и ухудшенными коллекторскими свойствами (возможные коллекторы). Характеризуются по данным ГИС как продуктивные и, при небольшой мощности и ухудшении коллекторских свойств, непромышленно продуктивные.

В интервале: 4283.8-4299.0м по данным литологического коридора залегают доломиты чистые и глинистые.

- 4312.0-4320.0м - глинистые породы чернойского горизонта D2cja.

- 4320.0-4425.2 м – карбонатные породы мосоловского горизонта D2ms представлены известняками чистыми и глинистыми с коэффициентом общей пористости не более 3%. Коллекторы смешанного типа не выявлены. В интервале: 4348.0-4354.0 м возможно наличие зоны трещиноватости с неопределенной проницаемостью и насыщением. Проведение нормализации кривых БК-НГК выявило в интервале: 4324.5-4336.5 м характеристику

возможного наличия коллекторских свойств и определения характера насыщения.

- 4425.5-4434.0 м вскрыты глинистые отложения, возможно, клинцовского горизонта.

Заключение. В данном отчете были рассмотрены теоретические основы методов ГИС по физическим полям. Изучено геологическое и тектоническое строение Ивановского месторождения, дано обоснование выбранному комплексу геофизических исследований, проведенных в скважине №1 Ивановского газоконденсатного месторождения, проведена комплексная интерпретация данных методов ГИС.

По результатам геофизических исследований и комплексной интерпретации данных ГИС по скважине №1 выдано заключение о том, что промышленно газоносными являются терригенные отложения воробьевского (пласт D2vb воробьевские) и ардаатовского (пласт D2ar ардаатовские) горизонтов среднего девона и охарактеризованы их фильтрационно-емкостные свойства.

В пласте D2ar выделены продуктивные коллекторы толщиной 1,0-5,0 м. Продуктивные коллекторы установлены в нижней части ардаатовского горизонта. Выделенные коллекторы продуктивны до подошвы. Общая толщина продуктивного пласта 23.6 м, в границах пласта выделено четыре пропластка продуктивного коллектора общей эффективной мощностью 11.2 м.

В пласте D2vor выделены продуктивные коллекторы толщиной 0,5-1,4 м, Общая мощность пласта составляет 52.6 м, коллекторы выделяются в верхней, терригенной части воробьевского горизонта. В границах пласта выделено четыре пропластка продуктивного коллектора общей эффективной мощностью 3.2 м.

В эксплуатационной колонне рекомендуется к испытанию в интервале 4272.8-4280.0 м.