

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

Кафедра геофизики

**Литологическое расчленение разреза и оценка характера насыщения
газоконденсатного месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 5 курса, 532 группы очно-заочной формы обучения
геологического факультета
направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис»
Адамяна Артема Неверовича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Б.А. Головин

Заведующий кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

Саратов 2026

Введение. Геофизические исследования скважин (ГИС) являются основным источником информации о геологическом разрезе при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов [4, 5]. Комплексная интерпретация данных ГИС позволяет решать ключевые задачи: литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение их фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) и характера насыщения [1, 7]. Особую значимость эта задача приобретает для сложнопостроенных терригенных резервуаров девона, характеризующихся неоднородным строением, наличием карбонатного цемента и изменчивой глинистостью.

На изучаемом участке, расположенном в юго-восточной части Восточно-Европейской платформы (Саратовское Заволжье), бурение скважин выполнено на полимер-глинистом буровом растворе, что существенно ограничило информативность традиционных методов, в частности, метода потенциалов собственной поляризации (ПС). В этих условиях требуется адаптация методики интерпретации с привлечением альтернативных методов (боковой каротаж, радиоактивные методы, акустический каротаж) и построение региональных петрофизических зависимостей «керна–ГИС». Достоверная оценка характера насыщения (газоконденсатные залежи) напрямую влияет на подсчёт запасов и проектирование разработки.

Цель работы: комплексная интерпретация данных ГИС для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, определения их фильтрационно-ёмкостных свойств и оценки характера насыщения продуктивных терригенных горизонтов (верхний и средний девон) на исследуемом месторождении.

Задачи исследования: проанализировать геолого-геофизическую характеристику района работ (литолого-стратиграфическое строение, тектонику, нефтегазоносность); изучить применяемый комплекс методов ГИС и обосновать методику интерпретации в условиях полимер-глинистого бурового раствора; провести литологическое расчленение разреза и выделить пласты-коллекторы по качественным и количественным критериям; выполнить

количественную интерпретацию: рассчитать коэффициенты глинистости ($K_{гг}$), пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$) и газонасыщенности (K_g) по трём скважинам; установить характер насыщения выделенных пластов и представить итоговые алгоритмы интерпретации.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются терригенные коллекторы пашийского (D_{3ps}), ардаатовского (D_{2ar}) и воробьевского (D_{2vr}) горизонтов. Предмет исследования — методика комплексной интерпретации данных ГИС (электрических, радиоактивных, акустических методов) для литологического расчленения и оценки насыщения.

Структура и объём работы. Бакалаврская работа состоит из введения, трёх разделов: геолого-геофизическая характеристика района работ, методика исследования, результаты работ, заключения, списка литературы (16 наименований) и 8 графических приложений. Общий объём текста — 70 страниц. Автореферат отражает основное содержание работы.

Основное содержание работы. Раздел 1. Геолого-геофизическая характеристика района работ

Исследуемый участок расположен в юго-восточной части Восточно-Европейской равнины, в северной части Нижнего Поволжья (Саратовская область). В орографическом отношении территория относится к Волжскому бассейну, левобережью р. Волги. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +70 до +110 м. Климат умеренно-континентальный, среднегодовая температура +7,1°C.

В разрезе осадочного чехла принимают участие отложения от четвертичной до девонской системы включительно. В работе детально рассмотрены отложения девона, поскольку именно с ними связана промышленная газоконденсатная продуктивность. Нижний девон (D_1) представлен койвенским горизонтом (аргиллиты, песчаники, алевролиты) мощностью 88 м. Средний девон (D_2) включает бийский горизонт (доломиты, известняки, 64 м), клинцовский горизонт (переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, 24-25 м), мосоловский горизонт (известняки, 122-123

м), чернойский горизонт (аргиллиты, 7-16 м), воробьевский горизонт (терригенно-карбонатные породы, мощность 69-78 м), ардаатовский горизонт (три пачки: карбонатная, центральная с песчаниками пласта IVa, терригенная с пластом IVb, мощность 56-71 м) и муллинский горизонт (аргиллиты, 40-49 м). Верхний девон (D₃) представлен пашийским горизонтом (чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов), тиманским горизонтом (аргиллиты, 234-258 м), отложениями «карбонатного девона» (известняки, доломиты, 448-704 м) и фаменским ярусом (известняки, доломиты, аргиллиты, 49-130 м). Выше залегают каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые и неогеновые отложения, не имеющие промышленного значения на изучаемой площади.

В тектоническом отношении район находится в пределах Мечеткинской седловины, расположенной между Степновским сложным валом и Прикаспийской впадиной. Выделяется Заволжская флексурно-разрывная зона предфаменского возраста (сброс амплитудой 175-200 м). Изучаемая структура является погребённой антиклиналью, ограниченной с севера и юга грабенами. Разрывная тектоника охватывает отложения воробьевского и ардаатовского горизонтов, затухая к низам верхнего девона. По воробьевскому горизонту структура имеет размеры 4,5×0,75 км, амплитуду 80 м. По пашийскому горизонту – антиклинальная складка размерами 1,8×0,6 км, амплитудой 30 м.

В процессе бурения поисково-оценочных скважин испытанием пластов и последующим опробованием в колонне выявлены промышленные газоконденсатные залежи. В скважине №1 получены притоки из трёх горизонтов: воробьевского (дебит газа до 683 тыс. м³/сут, конденсата до 98 м³/сут, пластовое давление 39,3 МПа), ардаатовского (дебит газа до 543 тыс. м³/сут, конденсата до 204 м³/сут, давление 46,5 МПа), пашийского (дебит газа до 86 тыс. м³/сут, давление 35,6 МПа). Проницаемость пашийского коллектора по данным гидродинамических исследований составила 0,00269 мкм², что согласуется с лабораторными данными.

Раздел 2. Методика исследования

На изучаемом месторождении применялся типовой комплекс ГИС согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах». Комплекс включал электрические методы (стандартная электрометрия с потенциал-зондом и ПС, боковое каротажное зондирование, микрокаротаж, боковой каротаж, микробоковой каротаж, индукционный каротаж, резистивиметрию), радиоактивные методы (гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма плотностной каротаж), акустический каротаж, а также кавернометрию и инклинометрию. Из-за бурения на полимер-глинистом растворе метод ПС во всех скважинах оказался неинформативным, а индукционный каротаж давал заниженные значения. Качество материалов ГИС в целом оценено как хорошее, комплекс достаточен для количественной интерпретации.

Выделение пластов-коллекторов производилось с использованием качественных признаков [1, 4]: сужение диаметра скважины по кавернограмме (наличие глинистой корки), положительные приращения на диаграммах микрозондов, радиальный градиент сопротивлений по БКЗ и БК, низкие значения гамма-каротажа. Косвенные качественные признаки – низкие показания ГК и невысокая глинистость ($K_{\text{гл}} < 30\%$) – также характеризовали выделенные пласты как коллекторы. Количественный критерий – величина нижнего предела пористости коллектора, установленная по керну (2,3%) [6]. Из эффективных толщин исключались уплотнённые интервалы по данным микрозондов и прослой глинистых разностей.

Коэффициент глинистости ($C_{\text{гл}}$) определялся по данным гамма-каротажа. Предварительно рассчитывался двойной разностный параметр $\text{дГК} = (\text{ГК} - \text{ГК}_{\text{min}})/(\text{ГК}_{\text{max}} - \text{ГК}_{\text{min}})$. По данным гранулометрических исследований керна скважины №3 установлена эмпирическая связь $C_{\text{гл}} = 0,0382 \cdot \exp(8,0351 \cdot \text{дГК})$, которая близка к среднестатистической зависимости для Саратовской области. Для коллекторов $K_{\text{гл}}$ в основной массе не превышает 15%, что позволило

использовать упрощённые поправки при определении $K_{п}$ по акустическому каротажу.

Коэффициент пористости рассчитывался по трём методам с последующим осреднением [1, 7]. По акустическому каротажу использовалось уравнение среднего времени: $K_{п} = (\Delta t - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})$, где $\Delta t_{ск}$ для песчаников принято 164-168 мкс/м, $\Delta t_{ж} - 556-562$ мкс/м. Кроме того, по выборке образцов керна в термобарических условиях построена регрессионная зависимость $K_{п} = 0,3531 \cdot \Delta T - 61,527$ [6]. По гамма-гамма плотностному каротажу расчёт вёлся по формуле $K_{п} = (\rho_{скелета} - \rho) / (\rho_{скелета} - \rho_{ж})$, где для пашийского горизонта плотность скелета определена как 2,68 г/см³, для ардатовского и воробьевского – 2,64 г/см³, $\rho_{ж} = 1$ г/см³ [6]. По гамма-каротажу для пашийского горизонта получена зависимость $K_{п} = -1,212 \cdot \ln(\text{дГК}) + 5,7065$, для ардатовского и воробьевского – $K_{п} = 1,4692 \cdot \text{дГК}^{-0,782}$. Метод нейтронного гамма-каротажа после введения поправок за литологию и глинистость показал неудовлетворительную сходимость с керном, поэтому был исключён из итогового осреднения [6]. Итоговый $K_{п}$ вычислялся как среднее арифметическое значений, полученных методами АК (уравнение среднего времени), АК (регрессия), ГГКп и ГК.

Коэффициент проницаемости определялся по петрофизическим связям «кern–кern» степенного вида $K_{пр} = a \cdot K_{п}^b$ [1, 6]. Для пашийского горизонта по скважинам №1 и №3 получена зависимость $K_{пр} = 0,0003 \cdot K_{п}$. Для ардатовского и воробьевского горизонтов по тем же скважинам – $K_{пр} = 0,0405 \cdot K_{п}^{3,2}$. Для скважины №2 (все горизонты) использована отдельная зависимость $K_{пр} = 0,0002 \cdot K_{п}^{5,3841}$ [6].

Оценка характера насыщения выполнялась по данным электрического каротажа [1, 7]. Удельное электрическое сопротивление пластов оценивалось по боковому каротажу как наиболее достоверному методу в условиях полимерного раствора [5]. Сопротивление пластовой воды рассчитывалось по формуле Б.Ю. Вендельштейна: для пашийского горизонта $R_{в} = 0,024$ Ом·м, для ардатовского – 0,019 Ом·м, для воробьевского – 0,0183 Ом·м [6]. Параметр пористости $P_{п}$ и параметр насыщения $P_{н}$ определялись по лабораторным

исследованиям керна. Из-за влияния карбонатного цемента получены нетипичные для терригенных пород коэффициенты [6]. Поэтому для каждого горизонта использовались индивидуальные зависимости: для пашийского – $P_{\Pi} = 6,626 \cdot K_{\Pi}^{-1,558}$, для ардатовского – $P_{\Pi} = 14,854 \cdot K_{\Pi}^{-1,302}$, для воробьевского – $P_{\Pi} = 14,677 \cdot K_{\Pi}^{-1,231}$, для скважины №2 – $P_{\Pi} = 0,3199 \cdot K_{\Pi}^{-2,504}$. Зависимости $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ составили: для пашийского – $P_{\Pi} = 1,1128 \cdot K_{\Pi}^{-1,268}$, для ардатовского и воробьевского – $P_{\Pi} = 1,3972 \cdot K_{\Pi}^{-1,395}$. Коэффициент газонасыщенности рассчитывался по модифицированному уравнению Арчи: $K_r = 1 - [(a \cdot b \cdot R_{\Pi}) / (K_{\Pi}^m \cdot R_{\Pi})]^{(1/n)}$.

Раздел 3. Результаты работ

На изучаемом месторождении пробурены три поисково-оценочные скважины (№№1, 2, 3). Керна отобран из всех скважин. Промышленная газоносность связана с пашийским, ардатовским и воробьевским горизонтами [6]. По всему стволу скважин проводились геофизические исследования, в интервале продуктивных пластов – в масштабе 1:200 расширенным комплексом. Несмотря на хорошую освещённость методами, запись ПС неинформативна, а индукционный каротаж подвержен влиянию полимерного раствора [5, 6]. Качество материалов ГИС признано хорошим.

Литологическое расчленение и выделение коллекторов проведены по качественным признакам [1, 4]. Все выделенные пласты-коллекторы пашийского, ардатовского и воробьевского горизонтов обладают прямыми признаками: сужение диаметра скважины (наличие глинистой корки), положительные приращения на микрозондах, радиальный градиент сопротивлений, низкий уровень гамма-каротажа. Косвенные признаки – невысокая глинистость ($K_{гг} < 30\%$). Граничное значение $K_{\Pi} = 2,3\%$, определённое по керну, оказалось нехарактерно низким для терригенных коллекторов, поэтому основной упор сделан на качественные признаки с учётом результатов опробований.

Оценка удельного электрического сопротивления показала, что индукционный каротаж даёт заниженные значения (5-20 Ом·м) для газонасыщенных коллекторов из-за влияния полимер-глинистого раствора с $УЭСр = 0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Наиболее достоверные значения получены по боковому каротажу. Для коллекторов толщиной более 4 м проведён контроль по изорезистивной методике (сопоставление БК и БКЗ), показавший хорошую сходимость.

Коэффициент глинистости рассчитывался по установленной зависимости $С_{гл} = 0,0382 \cdot \exp(8,0351 \cdot дГК)$ [6]. Для коллекторов всех горизонтов $К_{гл}$ в основном не превышает 15%. Коэффициент пористости определён как среднее из трёх методов. Сопоставление с керновыми данными показало наилучшую сходимость для ГГКп, приемлемую для АК и ГК (за исключением пашийского горизонта по ГК, где наблюдаются отдельные выбросы). Метод НГК дал неудовлетворительные результаты и был исключён. Итоговый $К_p$ для продуктивных коллекторов варьирует: в пашийском горизонте от 6 до 12%, в ардатовском – от 9 до 17%, в воробьевском – от 7 до 15%. Наиболее высокие значения пористости (до 17%) отмечены в ардатовском горизонте скважины №3.

Коэффициент проницаемости рассчитан по установленным степенным зависимостям. Для пашийского горизонта скважины №1 характеризуются более низкой проницаемостью (до 1-2 мД) по сравнению со скважиной №3 (до 10-15 мД) при сопоставимой пористости. Для ардатовского и воробьевского горизонтов коллекторы скважин №1 и №3 близки по зависимости $К_{пр}$ от $К_p$. Коллекторы скважины №2 по своим свойствам тяготеют к пашийскому типу.

Коэффициент газонасыщенности определён с использованием индивидуальных петрофизических зависимостей и значений R_v . Полученные значения K_r составили: для пашийского горизонта – 0,65-0,82, для ардатовского – 0,70-0,88, для воробьевского – 0,68-0,85. Эти данные хорошо согласуются с результатами опробования скважин, которое подтвердило промышленные

притоки газа и конденсата во всех трёх горизонтах в скважинах №1 и №3, а также в воробьевском горизонте скважины №2 .

В итоге разработаны сводные алгоритмы интерпретации для каждого горизонта. В качестве примера для пашийского горизонта: граничное $K_{\text{п}} = 2,3\%$; итоговый $K_{\text{п}} =$ среднее из значений по АК (уравнение времени), АК (регрессия), ГГК_п, ГК; $K_{\text{пр}} = 0,0003 \cdot K_{\text{п}}^{4,8806}$ (скв.1,3) или $0,0002 \cdot K_{\text{п}}^{5,3841}$ (скв.2); $R_{\text{п}} = 6,626 \cdot K_{\text{п}}^{-1,558}$, $R_{\text{н}} = 1,1128 \cdot K_{\text{в}}^{-1,268}$, $R_{\text{в}} = 0,024$ Ом·м. Аналогичные алгоритмы составлены для ардатовского и воробьевского горизонтов. На геолого-геофизических разрезах (приложения В-И) в масштабе 1:200 для каждой скважины показаны выделенные коллекторы, их $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{г}}$ и интервалы перфорации [6].

Заключение. По результатам выполнения работы сделаны следующие выводы.

Изучено геологическое строение и тектоника исследуемого участка . Установлено, что промышленная газоконденсатная насыщенность приурочена к терригенным коллекторам пашийского ($D_{3\text{ps}}$), ардатовского ($D_{2\text{ar}}$) и воробьевского ($D_{2\text{vr}}$) горизонтов, которые представляют собой антиклинальные ловушки, ограниченные сбросами. В условиях применения полимер-глинистого бурового раствора стандартный метод ПС оказался полностью неинформативным . Основными методами для литологического расчленения и выделения коллекторов стали: кавернометрия, микрозонды, гамма-каротаж и боковой каротаж. Индукционный каротаж даёт заниженные значения и не может быть рекомендован для количественной оценки УЭС газонасыщенных коллекторов в данных условиях.

Разработаны и обоснованы петрофизические связи «кern–ГИС» для каждого горизонта . Для коэффициента глинистости получена зависимость $S_{\text{гл}} = 0,0382 \cdot \exp \cdot (8,0351 \cdot \text{дГК})$. Для коэффициента пористости установлено, что метод НГК не согласуется с керном, поэтому итоговый $K_{\text{п}}$ следует определять, как среднее из трёх методов (АК, ГГК_п, ГК). Построены степенные зависимости $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$ с различными коэффициентами для пашийского и

ардатовско-воробьевского горизонтов, а также отдельно для скважины №2. Из-за влияния карбонатного цемента параметры Арчи имеют нетипичные значения, что потребовало использования отдельных зависимостей $P_n(K_n)$ и $P_n(K_v)$ для каждого горизонта .

Проведена количественная интерпретация ГИС по трём скважинам. Вычислены эффективные толщины, определены K_n (6-17%), $K_{пр}$ (от 0,002 до 50 мД) и K_r (0,65-0,88). Пласты с $K_n > 2,3\%$ и наличием прямых качественных признаков отнесены к коллекторам [6]. Подтверждён промышленный характер газоконденсатной насыщенности: в скважине №1 – в пашийском, ардатовском и воробьевском горизонтах; в скважине №2 – в воробьевском горизонте; в скважине №3 – во всех трёх горизонтах .

Составлены итоговые алгоритмы интерпретации и детальные геолого-геофизические разрезы масштаба 1:200 . Полученные результаты позволяют повысить достоверность геологической модели и могут быть использованы при подсчёте запасов, доразведке и проектировании разработки аналогичных объектов в Саратовской области.

Для дальнейшего повышения точности оценок рекомендуется провести дополнительные лабораторные исследования керн для уточнения зависимостей $P_n(K_n)$, особенно для скважины №2; выполнить переобработку кривых акустического и нейтронного каротажа с применением современных алгоритмов; при бурении новых скважин рассмотреть возможность использования буровых растворов с более высокой минерализацией для повышения информативности электрических методов.