

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

Кафедра геофизики

«Оценка коллекторских свойств пласта  $C_2$  mlk по данным керна и ГИС  
скважины №20»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 532 группы  
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Геолого-геофизический сервис»  
геологического факультета  
Калинина Михаила Анатольевича

Научный руководитель  
к.г.-м.н., доцент

Зав. кафедрой  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Калинникова М. В.

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Волкова Е. Н.

Саратов 2026

Введение. Надежная интерпретация данных геофизических исследований скважин невозможна без опоры на фактические петрофизические характеристики пород. Особенно это важно при изучении продуктивных терригенных коллекторов, где емкостные и фильтрационные свойства заметно меняются как по разрезу, так и по площади залежи. В таких условиях использование усредненных или заимствованных зависимостей не всегда дает достоверный результат. По этой причине построение локальной петрофизической модели по данным конкретной скважины остается одной из ключевых задач при изучении месторождения и подсчете запасов.

Актуальность работы связана с необходимостью уточнения петрофизических зависимостей для продуктивных отложений пласта  $C_2$  тк месторождения Б. Скважина №20 представляет особый интерес, поскольку по ней имеется комплекс данных, включающий результаты лабораторного исследования керна и материалы ГИС. Такое сочетание позволяет не только оценить фильтрационно-емкостные свойства пород, но и установить устойчивые связи между параметрами керна и геофизическими показателями, используемыми при интерпретации разреза.

Объектом исследования являются продуктивные отложения пласта  $C_2$  тк месторождения Б.

Целью работы заключается дать оценку коллекторских свойств месторождения Б по данным ГИС и керну скважины №20.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи: изучены геолого-промысловые особенности района работ и продуктивного объекта; рассмотрена методика лабораторного исследования керна и определения основных петрофизических параметров; выполнен анализ результатов исследования керна по скважине №20; построены петрофизические зависимости, связывающие пористость, насыщение, электрические и акустические параметры пород; проведена интерпретация материалов ГИС с выделением коллекторов, определением характера насыщения и положения водонефтяного контакта.

В работе использованы данные лабораторных исследований керна, материалы промыслово-геофизических исследований, результаты опробования скважины, а также методы петрофизического анализа, сопоставления керна и ГИС и графо-аналитической обработки данных.

Практическая значимость работы состоит в том, что полученные для скважины №20 петрофизические зависимости могут быть использованы при интерпретации данных ГИС по пласту С<sub>2</sub> mk, уточнении емкостных и насыщенных характеристик коллекторов и последующем построении петрофизической модели месторождения.

Работа состоит из следующих разделов: геолого-промысловой характеристики района и объекта исследования, методики исследования керна и определения петрофизических параметров по данным ГИС, результатов исследований и оценки коллекторских свойств пласта С<sub>2</sub> mk по данным скважины №20, а так же заключения, списка использованных источников и приложений.

Основное содержание работы. В основу стратиграфического расчленения геологического разреза положена унифицированная схема Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, утвержденная в 1962 г., с учетом изменений, внесенных решением Межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы, (ВСЕГЕИ, г. Ленинград, 1988г) и Стратиграфического комитета 2006 г.

В геологическом строении данного участка недр принимают участие породы девонского, каменноугольного, юрского и неоген-четвертичного возрастов.

Породы залегают на размывтой поверхности *серпуховских отложений* и разделяется на две литологические пачки – карбонатную, в составе *нижнебашкирского подъяруса и черемшанского горизонта*, сложенную известняками светло-серыми, серыми хемогенными, доломитизированными,

скрыто - крупнокристаллической текстуры. Отмечаются редкие прослои (до 0,2 м) мергеля серого плотного.

К подошве мелекесских отложений соответствует отражающий горизонт « $n_{C_2mk}$ »

К мелекесскому горизонту приурочен продуктивный пласт.

Толщина от 55 до 110 м.

Месторождение Б приурочено к локальной положительной структуре в составе Пугачёвского свода, а тектоническое строение района в целом характеризуется сочетанием унаследованных древних форм и более поздних нарушений, осложнивших строение осадочного чехла. Именно эта структурная неоднородность во многом определяет особенности геологического строения месторождения и условия размещения продуктивных отложений.

Промышленная нефтегазоносность Б месторождения связана с пластом  $C_2 mlk$  мелекесского горизонта. По характеру флюидонасыщения месторождение относится к залежам нефти с растворённым газом.

Следовательно, продуктивный пласт  $C_2 mlk$  мелекесского горизонта представляет собой основной нефтеносный объект месторождения Б. Его строение характеризуется площадной неоднородностью, структурной расчленённостью, изменчивостью эффективных толщин и чёткой зависимостью характера насыщения от положения пласта относительно водонефтяного контакта. Именно эти особенности необходимо учитывать при анализе материалов керна и ГИС и при построении петрофизической модели по данным скважины №20.

Керн является основным источником прямой информации о составе и свойствах горных пород. В отличие от геофизических методов, где параметры пород определяются косвенно, керн позволяет изучать их непосредственно. По керну можно оценить литологический состав, строение порового пространства, коллекторские свойства и характер насыщения пород.

Исследование керна необходимо для решения следующих задач:

- изучение геологического строения разреза;
- выделение коллекторов и флюидоупоров;
- определение литологических особенностей пород;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств;
- выявление нефтегазонасыщенных интервалов;
- сопоставление результатов лабораторных исследований с данными ГИС.

В данной работе это особенно важно, так как оценка пласта  $C_2$  mlk выполняется по скважине №20 на основе совместного анализа керна и геофизических данных

Для настоящей работы основное значение имеют параметры, которые используются при оценке коллекторских свойств и построении петрофизических зависимостей. К ним относятся открытая пористость, проницаемость, плотность, карбонатность, нефтенасыщенность, водонасыщенность, параметр пористости, параметр насыщения и интервальное время пробега продольной волны. Именно эти показатели позволяют связать данные керна с результатами ГИС и перейти от описания отдельных образцов к общей характеристике продуктивного пласта.

По результатам лабораторного исследования керна определяют параметры, которые характеризуют емкостные, фильтрационные и насыщенные свойства пород. В данной работе основное внимание уделяется тем показателям, которые дальше используются при оценке коллектора и построении петрофизических зависимостей. К ним относятся открытая пористость  $K_{потк}$ , абсолютная пористость, проницаемость  $K_{пр}$ , объемная и минералогическая плотность, карбонатность  $K_{ар}$ , нефтенасыщенность  $K_{н}$ , водонасыщенность  $K_{в}$  и остаточная водонасыщенность  $K_{во}$ .

Таким образом, лабораторные исследования керна позволяют получить основные параметры, необходимые для оценки коллектора. Открытая пористость характеризует емкостные свойства, проницаемость — фильтрационные свойства, плотность и карбонатность уточняют

литологические особенности, а нефтенасыщенность и водонасыщенность показывают характер заполнения порового пространства. В дальнейшем эти данные сопоставляются с материалами ГИС и используются для построения петрофизических зависимостей по скважине №20.

Для оценки коллекторских свойств одного литологического описания и отдельных лабораторных значений недостаточно. Нужно установить, как связаны между собой основные параметры породы: пористость, проницаемость, насыщение, электрическое сопротивление и акустические свойства. Поэтому после обработки лабораторных данных по керну строят петрофизические зависимости. Они позволяют перейти от отдельных определений по образцам к более общей характеристике продуктивного пласта.

Геофизические исследования скважин используются для непрерывной характеристики разреза и позволяют сопоставить лабораторные данные по керну с фактическим положением коллекторов в скважине. В отличие от керна, который характеризует отдельные образцы, материалы ГИС дают возможность проследить изменение свойств пород по всему продуктивному интервалу. Поэтому при оценке пласта  $C_2$  mlk данные керна и ГИС должны рассматриваться совместно.

В данной работе материалы ГИС используются для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и неколлекторов, оценки характера насыщения, а также для привязки керновых данных к глубине. По планшету ГИС можно сопоставить фотографии керна, литологическое описание, интервалы нефтенасыщенного и водонасыщенного коллектора, а также каротажные кривые по скважине №20.

Керн по скважине №20 был отобран из интервала 515–531 м. Проходка по интервалу отбора составила 16 м, вынос керна также составил 16 м, то есть 100 %. Всего по данному интервалу рассмотрено 40 образцов. Наличие полного выноса керна важно, потому что оно дает возможность проследить

изменение литологии и коллекторских свойств практически по всему изучаемому интервалу.

В верхней части изученного интервала, примерно в пределах образцов Б-20-1 — Б-20-8, преобладают песчаники серого, светло-серого и бежевого цвета. По составу они в основном кварцевые, мелко- и среднезернистые. Зерна кварца полуокатанные, сортировка средняя. Для части образцов отмечается зеленоватый оттенок, связанный с присутствием глауконитового вещества. Цемент чаще всего глинистый или глинисто-карбонатный, порово-контактного типа. Такие породы можно рассматривать как потенциальные коллекторы, но их качество зависит от количества глинистого материала и степени цементации.

В средней части разреза, в районе образцов Б-20-9 — Б-20-18, литологический состав становится менее благоприятным. Здесь чаще встречаются глины, аргиллиты, алевролиты и тонкое переслаивание песчаных и глинистых пород. Для этих образцов характерна горизонтальная слоистость, наличие прожилков песчаника, растительного детрита и карбонатного вещества. Такие породы имеют более слабые коллекторские свойства. Поэтому эту часть интервала можно рассматривать как межколлекторскую или слабоколлекторскую.

Ниже, начиная примерно с образцов Б-20-19 — Б-20-33, снова преобладают песчаники. Они имеют бурый и темно-бурый цвет, массивную или неяснослоистую текстуру. По микроописанию это кварцевые мелко- и среднезернистые песчаники с глинистым или глинисто-карбонатным цементом. Буроватая окраска пород и данные по насыщению указывают, что эта часть разреза связана с продуктивным интервалом. По материалам ГИС в скважине №20 здесь выделяются нефтенасыщенные и водонасыщенные коллекторы, а также показан интервал перфорации.

Нижняя часть изученного интервала, соответствующая образцам Б-20-34 — Б-20-40, также представлена в основном песчаниками. Они имеют бурый, светло-бурый и песочный оттенок. Песчаники кварцевые, от средне-

до мелкозернистых, с полуокатанными зернами кварца. Цемент в большинстве случаев глинисто-карбонатный, порово-контактного типа. Несмотря на песчаный состав, свойства этой части разреза нельзя считать полностью однородными, так как цемент и плотность пород меняются по глубине.

По литологическому описанию интервал 515–531 м сложен неоднородно. В разрезе встречаются песчаники, глины, аргиллиты, алевролиты и алевропесчаники. Основной интерес для работы представляют песчаники, так как именно они связаны с коллекторской частью пласта. Глины, аргиллиты и более плотные алевролитовые прослои, наоборот, ухудшают фильтрационные свойства разреза и разделяют песчаные интервалы.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств пласта  $C_2$  mlk выполнен по результатам лабораторного исследования керна скважины №20. Всего по интервалу 515–531 м исследовано 40 образцов. Для них определялись открытая и абсолютная пористость, проницаемость, объемная и минералогическая плотность, карбонатность, нефтенасыщенность, водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление, параметр пористости и интервальное время пробега продольной волны. Эти данные дальше используются не только для общей оценки коллектора, но и для построения сводных петрофизических графиков.

При анализе основное внимание уделялось значениям, полученным в термобарических условиях, так как они ближе к пластовым. Для изучаемого интервала приняты пластовая температура 18,5 °С и пластовое давление 5,7 МПа. Удельное электрическое сопротивление пластовой воды составляет 0,075 Ом·м в атмосферных условиях и 0,06 Ом·м в термобарических условиях. Сопоставление результатов лабораторного исследования с планшетом ГИС позволяет связать численные параметры керна с положением коллекторов в разрезе скважины.

По данным керна открытая пористость в термобарических условиях изменяется от 1,8 до 30,5 %. Минимальные значения характерны для глин и аргиллитов, которые практически не обладают коллекторскими свойствами. Максимальные значения отмечаются в песчаниках, особенно в основной песчаной части интервала. В продуктивной части разреза, примерно в пределах глубин 523,15–527,20 м, открытая пористость в термобарических условиях в основном находится в пределах 24,1–29,1 %. Это уже достаточно хорошие значения для терригенного коллектора.

Проницаемость меняется гораздо резче, чем пористость. В термобарических условиях она изменяется от значений менее 0,00001 мкм<sup>2</sup> до 0,21900 мкм<sup>2</sup>. Самые низкие значения соответствуют глинистым и аргиллитовым прослоям. В песчаниках проницаемость выше, но и там она неодинакова. Это показывает, что пористость сама по себе еще не полностью характеризует качество коллектора. Даже при достаточно высокой пористости фильтрационная способность может снижаться из-за глинистого и глинисто-карбонатного цемента, а также из-за слабой связанности порового пространства.

Объемная плотность пород изменяется от 1,757 до 2,333 г/см<sup>3</sup>. В целом более низкая объемная плотность характерна для более пористых песчаников, а повышенные значения связаны с плотными глинистыми и слабоколлекторскими породами. Минералогическая плотность изменяется меньше и в основном находится в пределах 2,534–2,589 г/см<sup>3</sup>. Это говорит о том, что различия в свойствах пород больше связаны не с резкой сменой минерального состава, а с пористостью, цементацией и литологической неоднородностью.

Карбонатность по исследованным образцам изменяется от 0,4 до 6,2 %. Эти значения нельзя считать очень высокими, но карбонатный материал всё равно влияет на свойства песчаников. Особенно это важно для образцов с глинисто-карбонатным цементом. Такой цемент может уменьшать проницаемость, даже если пористость остается достаточно заметной.

Насыщение определялось не по всем образцам, а по отдельной части керна. По имеющимся определениям нефтенасыщенность изменяется от значения менее 15 до 81 %, а водонасыщенность — от 19 до 85 %. В верхней части интервала встречаются образцы с высокой водонасыщенностью и низкой нефтенасыщенностью. В основной песчаной части, наоборот, значения нефтенасыщенности выше. Например, в пределах образцов Б-20-22, Б-20-24, Б-20-27, Б-20-29, Б-20-31 и Б-20-33 нефтенасыщенность находится примерно в пределах 69–80 %. Это хорошо согласуется с выделением нефтенасыщенных коллекторов по данным ГИС

В работе рассмотрены четыре основные зависимости: параметр пористости от коэффициента пористости, параметр насыщения от коэффициента водонасыщенности, логарифм проницаемости от коэффициента пористости и интервальное время пробега продольной волны от коэффициента пористости. Такой набор графиков выбран потому, что он позволяет охарактеризовать пласт с разных сторон. Зависимость  $R_{п}=f(K_{п})$  отражает связь пористости с электрическими свойствами пород,  $R_{н}=f(K_{в})$  используется при оценке насыщения,  $lgK_{пр}=f(K_{п})$  показывает связь емкостных и фильтрационных свойств, а  $\Delta t=f(K_{п})$  позволяет сопоставить пористость с акустическими параметрами.

По литологическому описанию основная коллекторская часть пласта связана с песчаниками. В разрезе скважины №20 они представлены кварцевыми мелко- и среднезернистыми разностями, чаще всего с глинистым или глинисто-карбонатным цементом. При этом пласт нельзя считать однородным. В интервале 515–531 м присутствуют глины, аргиллиты, алевролиты и тонкое переслаивание песчаных и глинистых пород. Именно это объясняет различия в фильтрационно-емкостных свойствах по глубине.

По данным ГИС в пределах продуктивного пласта выделяются нефтенасыщенные и водонасыщенные коллекторы, а также интервал перфорации. Эти данные позволяют связать результаты лабораторного изучения керна с фактической интерпретацией разреза по скважине. Такое

сопоставление особенно важно, потому что керн характеризует отдельные образцы, а ГИС дает непрерывную картину по разрезу.

Таким образом, по результатам исследования можно сделать вывод, что продуктивный пласт  $C_2$  mlk в скважине №20 обладает достаточно хорошими емкостными свойствами, но характеризуется неоднородной проницаемостью. Основная коллекторская часть связана с песчаниками, а ухудшение свойств обусловлено глинистыми прослоями и цементацией. Построенные зависимости  $R_p = f(K_p)$ ,  $R_n = f(K_v)$ ,  $lgK_{пр} = f(K_p)$  и  $\Delta t = f(K_p)$  подтверждают возможность использования керновых данных для обоснования интерпретации ГИС и оценки коллекторских свойств пласта  $C_2$  mlk по скважине №20.

Заключение. По материалам геолого-геофизических данных установлено, что пласт  $C_2$  mlk является основным продуктивным объектом Б месторождения. Его строение неоднородное, что проявляется в изменении эффективных толщин, характера насыщения и положения коллекторов в пределах залежи. Скважина №20 расположена в продуктивной части пласта, поэтому ее материалы можно использовать для анализа литологии, фильтрационно-емкостных свойств и построения петрофизических зависимостей.

По результатам анализа керна установлено, что открытая пористость пород в термобарических условиях изменяется от 1,8 до 30,5 %. Наиболее высокие значения пористости приурочены к песчаникам, особенно к основной песчаной части интервала. Проницаемость изменяется значительно сильнее: от значений менее  $0,00001 \text{ мкм}^2$  до  $0,21900 \text{ мкм}^2$ . Это показывает, что пласт обладает хорошими емкостными свойствами, но фильтрационная способность пород распределена неравномерно. Главной причиной такой неоднородности является глинистый и глинисто-карбонатный цемент, а также разная связанность порового пространства.

Сопоставление данных керна с материалами ГИС показало, что наиболее надежная оценка пласта получается при совместном использовании

прямых лабораторных определений и геофизической информации по скважине. Керн дает фактические значения свойств пород, а ГИС позволяет проследить положение коллекторов по разрезу и уточнить характер насыщения. Схема корреляции по линии скважин 19–21–20 и структурная карта по отражающему горизонту  $nC_2$   $m_k$  дополнительно подтверждают, что изучаемый пласт имеет расчлененное строение и изменяется в пределах участка.