

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

Кафедра геофизики

**«Геолого-геофизическая характеристика пород коллекторов нижнего
карбона Ново-Жедринского месторождения Оренбургской области»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 05.03.01 «Геология»
профиль «Нефтегазовая геофизика»
Шмаргун Ильи Федоровича

Научный руководитель

к. г.- м.н., доцент

М.В. Калининкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

к. г.- м.н., доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2022

Введение. Актуальность определяется тем, что одними из наиболее распространенных пород осадочного чехла Земли являются карбонатные отложения, а приуроченные к ним коллекторы, содержащие углеводороды, развиты повсеместно и на них приходится более половины мировой добычи нефти. Изучение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных пород-коллекторов сопряжено с трудностями, обусловленными сложным строением порового пространства и разнообразным литологическим составом, что связано с условиями осадконакопления и постседиментационными процессами.

Отсутствие в практике промыслово-геофизических работ универсальной методики изучения карбонатных пород-коллекторов требует разработки специальных приемов детальной дифференциации изучаемых пород по разрезу и площади. Поэтому изучение карбонатных пород геофизическими методами в комплексе с лабораторными исследованиями является залогом успешной разработки залежей углеводородов.

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование геолого-геофизической характеристики пород - коллекторов нижнего карбона Ново-Жедринского месторождения Оренбургской области.

Для достижения указанной цели в процессе написания данной квалификационной работы автором были поставлены следующие **задачи:**

- Изучить геолого-геофизическую характеристику территории работ;
- Охарактеризовать комплекс ГИС, проводимый на скважинах Ново-Жедринского месторождения;
- Изучить методику комплексной интерпретации данных ГИС.
- Выделить карбонатные коллекторы бобриковского и турнейского возраста по скважинам № 1 и №2 Ново-Жедринского месторождения;
- Определить ФЕС и характер насыщения коллекторов бобриковского и турнейского возраста по скважинам № 1 и №2 Ново-Жедринского месторождения

- Провести корреляцию разрезов скважин № 1 и №2 Ново-Жедринского месторождения.

Материал для выпускной квалификационной работы автор получил, проходя практику в ООО «СамараНИПИнефть» в городе Саратове.

В качестве конкретного материала используются: обзорная карта района работ; структурно-тектоническая схема площади; сводный геолого-геофизический разрез Ново-Жедринского месторождения; комплексы ГИС по скважинам №№ 1, 2 Ново-Жедринского месторождения.

В настоящей выпускной квалификационной работе было написано три главы:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ;
- 2 Методика выполнения работы;
- 3 Результаты исследований.

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика района работ».

В административном отношении площадь работ расположена на территории Асекеевского и Матвеевского районов Оренбургской области.

На Ново-Жедринской площади вскрыты отложения девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

В отчете представлены фактический литолого-стратиграфические разрезы по скважинам № 1 и № 2 Ново-Жедринской площади, которые представлены в Приложении А-Б.

В тектоническом отношении Ново-Жедринский участок недр расположен на восточной окраине Восточно-Европейской докембрийской платформы. Восточно-Европейская платформа на рассматриваемой территории представлена юго-восточными структурными элементами Волго-Уральской антеклизы Русской плиты.

Кристаллический фундамент сложен архейскими метаморфическими и магматическими породами, прорванными нижнепротерозойскими интрузиями

и расчленён грабенами на выступы (массивы). Заполняющие грабены породы верхнего протерозоя относятся к доплитному комплексу осадочного чехла. Кристаллический фундамент и доплитный комплекс образуют додевонское основание, на котором повсеместно залегает плитный, нижнедевонско-кайнозойский комплекс осадочного чехла.

В структуре плитного комплекса осадочного чехла площадь Ново-Жедринского участка приурочена к Бузулукской впадине, к внешней бортовой зоне Мухано-Ероховского позднедевонско-ранекаменноугольного седиментационного прогиба (МЭП), который выделяется только в отложениях верхнего девона, карбона и перми, к Боровско-Залесскому валу, который является крылом бортового уступа.

Согласно схеме нефтегеологического районирования Оренбургской области Ново-Жедринское месторождение расположено в Малокинельской ЗНГН Муханово-Ероховского района Оренбургской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Перспективностью данного участка в нефтеносном отношении, является её территориальная близость к уже известным месторождениям, где промышленная нефтеносность связана со следующими продуктивными нефтегазоносными комплексами: франско-турнейским (I НГК) и визейским (II НГК).

Второй раздел «Методика выполнения работы».

В методике выполнения работы дается краткое описание геофизических методов исследования скважин,

Рекомендуемые методы ГИС в скважинах Ново-Жедринского месторождения:

Для выделения коллекторов, определения их типа и оценки параметров (коэффициентов пористости, глинистости, нефтегазонасыщенности) применяется:

- стандартный каротаж (КС+ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);

- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрокаротаж (МК);
- боковой микрокаротаж (БМК);
- профилометрия (ДС);
- акустический каротаж;
- гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П);
- радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК (НК)).

Коллектором нефти и газа обычно называют породу содержащую, в пустотном пространстве флюиды (нефть, газ, воду) и отдающие их при разработке.

На практике применяются два основных приема выделения коллекторов:

1. По прямым признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.
2. По косвенным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

Первый прием называют качественным, а второй количественным. При проведении оперативной интерпретации, с целью выдачи оперативного заключения о нефтегазоносности разреза в кратчайшие сроки (3-5 суток после вскрытия пласта) предпочтение всегда, где это возможно следует отдавать первому приему, так как он опирается на физический критерий - подвижности флюида, устанавливаемый непосредственно в пласте.

С учетом технологии бурения сам факт проникновения бурового раствора в пласт свидетельствует, что порода - коллектор. Это необходимый, но не достаточный признак коллектора.

Карбонатные породы-коллекторы (известняки, доломиты) обладают сравнительно с терригенными более сложной структурой пор со значительным разнообразием их форм. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы подразделяют на следующие

типы: гранулярные (с межзерновой пористостью), трещинные, кавернозные и смешанные.

Трещины обладают различной раскрытостью, изменяющейся от долей микрометра до десятков сантиметров и более. Протяженность трещин и их ориентированность в пространстве могут даже существенно изменяться.

Первоначальный этап интерпретации геофизических данных любого карбонатного разреза заключается в выявлении и выделении в нем интервалов, представленных глинами, аргиллитами и глинистыми карбонатными породами. Для этого используют в основном диаграммы ПС, радиоактивного каротажа (ГК, НГК), кавернограммы и др. Следующим наиболее ответственным этапом является выделение в карбонатном разрезе коллекторов и установление характера строения их порового пространства.

Карбонатные коллекторы гранулярного типа (высокопористые) обладают наиболее характерными геофизическими свойствами, близкими к таковым для гранулярных песчаных коллекторов.

Отличительной особенностью межзерновых карбонатных коллекторов сравнительно с терригенными является их более низкое граничное значение $k_{п \text{ min}} = 6 \div 8\%$ против $k_{п \text{ min}} = 8 \div 10\%$. Кроме того, карбонатные коллекторы, как правило, менее глинистые, что дает возможность с большей достоверностью определять их пористость методами нейтронного и акустического каротажа.

Карбонатные коллекторы трещинного и смешанного типов (трещинно-кавернозные, трещинно-кавернозно-поровые), к которым относится значительное число пластов, не имеют четко выраженной геофизической характеристики и выделяются по комплексным геофизическим признакам.

1. Удельное сопротивление трещиноватых и кавернозных пород имеет тот же порядок, что и удельное сопротивление нефтеносных и малопористых пород. Поэтому этот параметр не может служить характерным признаком для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород.

2. Показания ГК и НГК в трещиноватых породах такие же как против неглинистых плотных пород. Против кавернозно-трещиноватых пород со значительной общей пористостью показания НГК снижаются.

3. Против трещиноватых пород возможно увеличение диаметра скважины вследствие ослабления из механической прочности в процессе бурения. Однако в ряде случаев против трещиноватых и кавернозных пород диаметр скважины равен его номинальному значению, иногда же из-за образования глинистой корки происходит сужение. Глинистая корка, как установлено экспериментально на кернах, формируется в породах с поровой проницаемостью выше 0,5-1,5 мД; при меньших значениях поровой проницаемости она не образуется.

4. Трещиноватые породы на кривых кажущегося удельного сопротивления, полученных микрозондами, характеризуются в общем случае резкой дифференцированностью кривых (чередование максимумов и минимумов) на фоне общего снижения удельного сопротивления. С увеличением трещиноватости суммарная ширина минимумов возрастает.

5. Трещиноватые и трещиновато-кавернозные породы характеризуются интенсивной поглащающей способностью по отношению к упругим колебаниям. Среди гранулярных глинистых коллекторов эти пород выделяются по уменьшению амплитуд A колебаний упругих волн и увеличению амплитудного коэффициента поглощения α_{AK} .

Проникновение глинистого раствора в трещиноватые породы может достигать значительной глубины и кривые БКЗ против них окажутся двухслойными. Однако возможны случаи получения для трещиноватых пород трехслойных кривых БКЗ с низким модулем ветви.

Для определения коэффициента пористости были проведены нейтронный (НГК) и акустический (АК) и каротажи.

Пористость является одним из важнейших свойств коллекторов, поскольку характеризует способность породы вмещать флюиды благодаря наличию в них различных пустот (межзерновых пор, трещин, каверн и др.)

Пористость отражает емкостные свойства породы и характеризуется коэффициентом пористости K_p .

Показания при нейтронном каротаже обусловлены эффектами взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород [4]. Исследования ведутся при помощи глубинного прибора, содержащего источник и индикатор нейтронов. Нейтроны не имеют электрического заряда, не ионизируют среду и, следовательно, не теряют энергии при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер. Этим объясняется высокая проникающая способность нейтрона. Масса нейтрона близка к массе протона ($1,66 \cdot 10^{-24}$ г), нейтрон - частица с массовым числом равным единице, и с зарядом, равным нулю.

Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа $K_p^{нгк}$ основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода $I_{n\gamma}$ от коэффициента пористости. Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (нефте, газе, воде), заполняющем пустотное пространство породы, то величина сигнала непосредственно связана с количеством флюида, т.е. с пористостью. На каротажной кривой наблюдается \min интенсивности нейтронного гамма-излучения ($I_{n\gamma}$) - против пористых пластов (например глин) и \max - против плотных. Зависимость $I_{n\gamma} = f(K_p)$ близка к линейной в диапазоне измерения K_p от 3-5 до 25-40 % в полулогарифмической системе координат, при этом показания нейтронного метода даны в единицах $\Delta I_{n\gamma}$ - относительного разностного параметра для чистых известняков, полностью насыщенных водой.

Определение K_p по данным АК основано на различии скорости распространения упругой волны (V_p или V_z) в скелете породы и в заполняющей пустотное пространство жидкости. Скорость распространения упругих продольных волн V_p в горных породах зависит от их минерального состава и структуры. При исследовании скважин акустическими методами одним из основных параметров, который регистрируется аппаратурой, является

интервальное время пробега продольной волны ΔT_p , выраженное в мкс/м и связанное со скоростью распространения волны V_p (м/с).

Диаграммы метода ПС используют для определения глинистости в терригенных коллекторах с рассеянным в объеме породы глинистым материалом и в слоистых глинистых коллекторах. Петрофизической основой для оценки глинистости в коллекторе с рассеянной глинистостью является связь между относительной амплитудой $\alpha_{пс}$ и параметром $\eta_{гл}$, которая характеризуется снижением $\alpha_{пс}$ с ростом $\eta_{гл}$.

Возможность использования данных ГК для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью $q = f$ (Сгл). С повышением радиоактивности глинистость пород закономерно увеличивается. В большинстве случаев эти зависимости носят нелинейный характер, поэтому диаграмму I_γ эталонируют с использованием значений интенсивности гамма-излучения в опорных пластах. За опорные принимаются пласты с минимальными $I_{\gamma \min}$ (опорный пласт 1 - пласт с нулевой глинистостью) и максимальными $I_{\gamma \max}$ (опорный пласт 2 - пласт глин) показаниями на диаграмме гамма-каротажа.

Ценность данных промысловой геофизики заключается не только в возможности составления литологического разреза скважины, выделения и промышленной оценки коллекторов, но также в том, что путем корреляции геофизических диаграмм, полученных в разных скважинах, можно выполнить все геологические построения, начиная с геологических профилей и кончая картами эффективной мощности продуктивного коллектора.

Диаграммы располагают на большом листе с учетом альтитуды каждой скважины, но без учета расстояний между скважинами, размещая их так, чтобы подошва или кровля основного репера в различных скважинах оказывалась на одной горизонтальной линии. По каждой скважине рядом с диаграммой часто располагают литологическую колонку, составленную по данным ГИС, на которой нанесены основные стратиграфические границы и обозначены все

реперы. Завершается составление корреляционной схемы проведением линий, соединяющих границы соответствующих реперов, — стратиграфических и литологических.

Третий раздел «Результаты исследований». В результатах работы отражены результаты проведенных исследований.

В ходе проведения исследований были использованы материалы по скважинам №1 и №2 Ново-Жедринского месторождения. Согласно описанной методике по прямым качественным признакам, а именно по наличию изменения удельного электрического сопротивления по радиусу скважины по данным разноглубинных установок электрического каротажа БК и МБК, отрицательным аномалиям на кривых ПС, минимальным значениям кривых ГК и положительному приращению были выделены два пласта-коллектора – турнейского возраста в скважинах №1 и №2 в следующих интервалах:

Скважина №1 – 2029,2 м – 2056,9 м.

Скважина №2 – 2047,6 м – 2047,2 м.

Эти данные были подтверждены сопоставлением полученных значений K_p и граничным значением $K_p^{гр}$, которое на Ново-Жедринском месторождении равно 0,072 % как указано на рисунке в приложении А.

Пласт – коллектор по скважине 1 имеет общую мощность = , и включает в себя 10 проницаемых пропластков мощностью от 0,9 до 4,9 м.

Пласт – коллектор по скважине 2 имеет общую мощность = , и включает в себя 20 проницаемых пропластков мощностью от 0,5 до 2,3

По диаграммам БК, ИК были сняты значения электрического каротажа, которые представлены в таблице №3 и №4. В качестве принятых значений были взяты показания БК.

В скважине 1 для определения коэффициента глинистости были использованы данные ГК и НГК. Опорные пласты для расчета разностного параметра являлись известняки залегающие в интервале 2001-2003,5 м (интенсивность по ГК и НГК составила 5,5мкР/ч и 3 ус. Ед соответственно) и пласт аргиллитов залегающие на глубине 2009 – 2013,2 м (со значениями

интенсивности по ГК и НГК 8,5 мкР/ч и 1 ус. ед соответственно). В соответствии с этим по вышеописанной методике были посчитаны разностные параметры по формуле 17. Для первого пласта 8,96, а для второго пласта 3,25. Исходя из полученных данных используя зависимость представленную в формуле 20 получаем что $C_{гл1} = 4,65$, а $C_{гл2} = 1,69$.

По вышеописанной методике коэффициент пористости для залежи определен по НГК и составляет 0,11 д. ед. был рассчитан коэффициент пористости по формуле 2, который изменяется в пределах 0,2 – 2,8%. В среднем - 1,4 %. В качестве опорного пласта был взят пласт залегающий в интервале 2019,7 – 2026,7. Для этого мы обращаемся к палетке изображенной на рисунке 6 и задаем снятые значения с кривой АК и НГК и получаем пересечение значений на кривой известняка. Для подтверждения литологии и для уточненного значения K_p , так как палетка проградуирована в ед. пористости.

Установлено, что выделенные пласты-коллекторы не значительно различаются по своим геологическим (K_p , $K_{гл}$) свойствам по вертикали, что свидетельствует об однородности их литологического состава.

В соответствии с задачей исследования по вышеописанной методике была проведена корреляция исследуемого пласта – коллектора турнейского возраста по скважинам №1 и №2.

Как видно их схемы корреляции, представленной на рисунке 12, кровля турнейских отложений расположена на глубине 2017м в первой скважине и на глубине 2029м – во второй.

Учитывая почти меридиональное расположение скважин № 1, 2 из рисунка 1, можно заключить, что в северо-восточном направлении происходит увеличение мощности с 28,9 м до 30,9 м нефтенасыщенного пласта.

Вместе с тем с юга-востока на северо-запад пористость пласта уменьшается на 3%. Глинистость по площади меняется не значительно в пределах 3%. Все это свидетельствует о том, что петрофизические

характеристики коллекторов турнейского возраста Ново-Жедринского месторождения изменяются незначительно и выдержаны как по вертикали, так и по латерали.

Следует отметить, что имеющийся комплекс ГИС по скважинам № 1,2 Ново-Жедринского месторождения позволяет выявить тенденцию изменения геолого-геофизических параметров, как по вертикали, так и по латерали.

Заключение. В результате выполненной ВКР изучено геологическое и тектоническое строение района работ, описаны методы и методики выполнения геофизических исследований, проведена комплексная интерпретация данных метода ГИС, применяемого для выделения и корреляции коллекторов по скважинам Ново-жедринского месторождения,

Использованная методика проведения ГИС позволила выделить коллекторы турнейского возраста нижнего карбона и охарактеризовать их ФЕС. Установлено, что выделенные пласты-коллекторы не значительно различаются по своим геолого-геофизическим свойствам по вертикали, что свидетельствует об однородности их литологического состава. В породах турнейского яруса нижнего карбона выявлены водонасыщенные и нефтенасыщенные коллекторы.

Проведена корреляция разрезов скважин № 1 и №2 Ново-Жедринского месторождения. Получено, что с юга-востока на северо-запад мощность увеличивается на 31%, пористость пласта уменьшается на 3%. Глинистость по площади меняется не значительно в пределах 3%. Все это свидетельствует о том, что петрофизические характеристики коллекторов турнейского возраста Ново-Жедринского месторождения изменяются незначительно и выдержаны как по вертикали, так и по латерали.

Таким образом, имеющийся комплекс ГИС по скважинам № 1,2 Ново-Жедринского месторождения позволяет выявить тенденцию изменения геолого-геофизических параметров, как по вертикали, так и по латерали.