

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

Кафедра геофизики

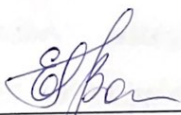
«Геолого-геофизическая характеристика карбонатных коллекторов
Северо-Лиманского месторождения»

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы
направление 21.03.01 нефтегазовое дело
профиль «Геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин»
геологического ф-та
Лужикова Максима Петровича

Научный руководитель

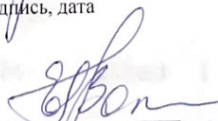
К. г.-м.н., доцент


подпись, дата

Е.Н. Волкова

Зав. Кафедрой

К. г.- м.н., доцент


подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2023

Введение. Объектом исследования данной работы является Северо - Лиманское месторождение Саратовского Поволжья. Северо-Лиманское месторождение было введено в промышленную эксплуатацию с 1980-х гг. В процессе разработки определили, что продуктивные коллекторы, содержащие нефть и газ в исследуемом интервале не образуют непрерывного слоя, а чередуется с пластами других пород, не содержащих их. В таких условиях появилась проблема определения основных параметров залежи Северо-Лиманского месторождения, а именно её высоты и площади. Эти параметры предопределяются несколькими условиями, к которым относят внешний и внутренний контуры нефтегазоносности, длину и ширину залежи, эффективную мощность нефтегазоносных пластов.

Целью бакалаврской работы являлось изучение коллекторских свойств карбонатных коллекторов данково-лебедянских отложений Северо-Лиманского месторождения.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- изучение геолого-геофизических характеристик Северо-Лиманской площади Саратовского Поволжья;
- закрепление теоретических знаний по методам ГИС;
- рассмотрение методики интерпретации данных ГИС по определению коллекторских свойств;
- сопоставление значений фильтрационно-емкостных свойств (коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности) продуктивного горизонта, определенных по керну и ГИС;

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трёх разделов.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории исследований». Второй раздел «Методика работ». Также имеется заключающий раздел под названием «Результаты работ».

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследований» содержит 4 подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения и степень изученности территории исследования». Северо-Лиманское месторождение в административном

отношении расположено на территории Ровенского района Саратовской области, в 120 км к югу от областного центра г. Саратов. Ближайшие населенные пункты п. Ровное, села Черебаево, Привольное, Луговское и другие связаны между собой автомобильными дорогами местного значения. В непосредственной близости с Лиманским находятся Белокаменное, Черебаевское, Рогожинуское и Прибрежное углеводородные месторождения. Рельеф площади представляет собой пологоволнистую равнину с куполовидными возвышенностями и водоразделами. Склоны водораздела изрезаны оврагами и балками, ширина которых колеблется от 100 до 500 м. В орографическом отношении площадь расположена в пойменной части реки Волги. В строении рельефа принимают участие пески и глины неогенового возраста, перекрытые четвертичными суглинками и песками, которые впоследствии подвергались активным эрозионным процессам, сформировавшим широкую сеть оврагов и балок. Особенно резкая расчлененность рельефа характерна для береговых участков, где абсолютные отметки колеблются от +30 м до +120 м.

Подраздел 1.2 «Литолого- стратиграфическая характеристика разреза». В геологическом строении района принимает участие осадки палеозойской и мезозойской групп.

Подраздел 1.3 «Тектоника». Исследуемая территория в тектоническом отношении расположена во внешней части бортовой зоны Прикаспийской впадины (ПВ), которая является прекратной частью древней Восточно-Европейской платформы. Особенности тектонического развития участка на протяжении всей палеозойской эры определялись его местоположением в переходной зоне от субконтинентальных, авандельтовых, прибрежно- морских и мелководно-морских глубин в северной его части до более мористых, средне- и глубоководных условий осадконакопления в южной части, которая относилась к палео-Прикаспийскому бассейну. Северо-Лиманское месторождение расположено в пределах Ровенского участка, который, в свою очередь находится на юге архейской Русской платформы в зоне сочленения с отколовшейся от неё

Прикаспийской плитой. Здесь же проходит осевая часть докембрийского Пачелмского авлакогена. Разновозрастные границы ПВ проводятся по смене мелководных фаций на одновозрастные глубоководные. Наиболее древняя граница впадины проводится по верхнефранскому карбонатному уступу, который протрасирован по материалам сейсморазведки и бурения. На рассматриваемом участке бортовой зоны ПВ положение этого уступа трассируется неуверенно и является дискуссионным. В послефранское время границы ПВ постоянно менялись, как правило, отступая в сторону бассейна, т.е. регрессируя. В разрезе бортовой зоны выделяется 6 тектоноседиментационных циклов первого порядка, разделённых региональными стратиграфическими и угловыми несогласиями. В рифей- вендское время рассматриваемая территория входила в состав Пачелмско-Саратовского авлакогена. В этот период шло формирование приподнятой Средне-Русской плиты и глубокий размыв в её пределах пород Байкальско-Каледонского мегацикла. Начало Герцинского цикла тектогенеза характеризуется трансгрессией девонского моря из ПВ на территорию Средне-Русской плиты. Колебания уровня моря, интенсивные структуроформирующие движения обусловили значительную неоднородность варисского тектоноформационного мегакомплекса. Наибольший интерес представляет верхне-палеозойский мегацикл, с которым связано образование рифовых трендов и внутрибассейновых построек, представляющих нефтепоисковый интерес. В верхнедевонско- нижнепермском интервале осадочного чехла бортовой зоны ПВ развита система гидрокарбонатных и теригенокарбонатных уступов. Выделяются верхнефранкский, фоменско-нижнетурнейский верхневизейско- нижнебашкирский и московско-артинский гидрокарбонатные уступы, трассирующие края одновозрастных мелководных палеошельфов. Верхнефранкский карбонатный уступ окаймляет склоны древних положительных неоструктур: Золотовской структурной террасы и южного склона Степновского сложного вала. На дальних склонах Золотовской структурной террасы в депрессионной зоне среднепозднефранкской некомпенсированной впадины обнаружены высокоамплитудные (до 600м)

одиочные рифовые массивы – Лимано-Грачёвский, Белокаменный, Белогорский и др., некоторые из которых содержат залежи нефти и газа

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность». Нефтегазоносность исследуемой территории определяется, преимущественно, широким развитием рифогенных образований различного возраста и различными типами залежей, связанных с ними. Северо-Лиманское месторождение расположено в карбонатных коллекторах, обогащенных продуктами размыва внутрибассейновых построек. Помимо него, месторождения углеводородов на исследуемой территории выявлены и разведаны непосредственно в рифогенном массиве верхнефранского возраста (Белокаменное месторождение). Известны также залежи в структуре облекания органогенной постройки (Прибрежное, Рогожинское). Скопления углеводородов Лимано-Грачёвского месторождения сосредоточены в шести пластах структуры облекания над двухвершинным рифом. Это связано с тем, что Лимано-Грачёвский риф не имеет уметовско-линевской аргиллитовой покрышки. Аналогичный, рядом расположенный внутрибассейновый франский риф, обладает аргиллитовым и глинисто-карбонатным экраном-флюидоупором, ограничивающим рифовую ловушку сверху и с флангов. Высота рифа 550 м. С данным рифом связано весьма представительное месторождение – Белокаменное, высота нефтяной массивной залежи которого достигает 130 м. Эти два месторождения наиболее важны, поскольку в 90-е годы обеспечивали половину годовой добычи нефти в Саратовской области. Залежи нефти и газа в структурах облекания над франскими рифами (возможно, холмами) разведаны также на Рогожинской и Прибрежной.

Раздел 2 «Методика работ». Подраздел 2.1 «Методика интерпретации данных ГИС». Комплекс ГИС определяется целевым назначением скважин (опорные, параметрические, оценочные, поисковые, разведочные, эксплуатационные), особенностями геологического разреза, специфическими условиями бурения, характером ожидаемой геологической информации. Комплексы ГИС подразделяются на типовые и обязательные. Комплексы ГИС предназначены для решения большого числа геологических задач, основные из

них следующие: литологическое и стратиграфическое расчленение разреза; определение глубины залегания и толщины пластов; корреляция разрезов скважин; построение различного рода профилей и карт; выделение коллекторов нефти и газа, оценка характера их насыщенности и определение их коллекторских свойств; подсчет запасов нефти и газа; составление проекта разработки месторождения, для чего проводят обобщающую интерпретацию данных ГИС по площади месторождения, включающую построение карт свойств коллекторов (эффективной толщины, неоднородности и др.). При решении любой геологической задачи комплекс ГИС должен включать методы, несущие информацию об основных свойствах породы – пористости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщенности. Применяемый на Лиманском месторождении комплекс ГИС, состоящий из методов определения пористости (акустический метод (АК), гамма-гамма-метод (ГГМ-П), нейтронный гамма метод (НГМ)), глинистости (метод потенциалов собственной поляризации (СП), гамма-метод (ГМ)), насыщенности (Боковой каротаж (БК), индукционный метод (ИМ) и др.) позволяет уверенно решать поставленные в работе задачи: проводить литологическое расчленение разреза, выделять коллекторы, оценивать характер их насыщения и так далее.

Подраздел 2.2 «Определение границ пластов». На кривых кажущегося сопротивления, записанными потенциал-зондами, пласт ограниченной мощности при малом различии сопротивлений вмещающих пород выделяется аномалией, симметричной относительно середины пласта. Поэтому правила определения положения кровли и подошвы пласта по кривой кажущегося сопротивления потенциал-зонда одинаковы. Пласты большой и средней толщины ($AO \leq h \leq dc$). На диаграммах r_k последовательных ГЗ подошва и кровля пласта высокого сопротивления находятся по точкам, расположенным на расстоянии $MN/2(AB/2)$ ниже точек $r_{k_{max}}$, $r_{k_{min}}$. Если расстояние MN невелико (0.1-0.25м) и в данном масштабе глубин диаграммы это смещение не имеет значения, то подошва и кровля пласта определяются по точкам $r_{k_{max}}$ и $r_{k_{min}}$. На диаграммах r_k обращённых ГЗ подошва и кровля пласта высокого сопротивления находится по точкам, смещённым

на $MN/2(AB/2)$ вверх от точек rk_{max} и rk_{min} . Это смещение учитывается лишь при крупных масштабах глубин или больших MN . Для определения границ пластов малых мощностей по диаграммам градиент-зондов больших размеров имеются лишь приближенные способы и поэтому границы нужно выделять по диаграммам микрозондов, экранированного зонда, и в некоторых случаях каверномера. Изложенные выше правила справедливы для однородных пластов. Если они неявные и имеет место постепенное литологическое замещение и изменение физических свойств при переходе от одного пласта к другому, форма кривых КС и способы определения границ становятся сложнее. В таких ситуациях нужно выделять переходные зоны. Интервалы, где наблюдается экранирование, следует исключить из рассмотрения, если это возможно, или выбирать диаграммы таких зондов, на которых исследуемый участок разреза не попадает в интервал экранирования.

Подраздел 2.3 «Определение литологического состава пород». Литологическую характеристику пород можно оценить по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных методов. Чем больше число признаков установлено, тем точнее оно может быть определено. Для оценки наиболее распространенных осадочных пород можно использовать примерные данные. При этом нужно учитывать, что в таблице 1 даны признаки наиболее ясно выраженных типов пород. В естественных условиях могут встречаться переходные разности от одного типа к другому. На основании приведённой выше таблицы можно сказать, что когда разрезы представлены породами с явно выраженными свойствами, литологическая колонка может быть вполне достоверно составлена на основании данных малого числа методов. К примеру, для терригенного разреза, в котором плотные, слабглинистые карбонатные разности пород имеют подчинённое значение, задача может быть достаточно хорошо решена с помощью одних лишь электрических методов. Однако, если в разрезе встречаются и терригенные, и карбонатные породы с различными типами порового пространства, насыщенные водой разной минерализации, нефтью или газом, построение литологической характеристики разреза можно осуществить лишь на основании интерпретации

всего комплекса ГИС с привлечением геологических сведений о характере разреза

Подраздел 2.4 «Выделение коллекторов». Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Прямые признаки указывают на возможность фильтрации в поры коллектора воды, нефти, газа и фильтрата бурового раствора. При бурении скважины на качественном глинистом растворе, с малой водоотдачей и невысокой минерализацией, признаки коллектора устанавливают в соответствии с Таблицей 1 сужение диаметра за счёт образования глинистой корки ($d_c < d_n$); положительные приращения на диаграмме микрозондов ($\rho_{\text{КГМЗ}} < \rho_{\text{К ПМЗ}}$) при невысоких значениях их показаний; наличие зоны проникновения или радиального градиента сопротивления в пласте по данным БЭЗ или диаграмм разных глубинных зондов. Последний признак не является обязательным, поскольку в продуктивных коллекторах могут создаваться условия, при которых $\rho_{\text{ЗП}}$ почти равно $\rho_{\text{НП}}$. Признак коллектора имеет место даже при бурении на растворе с высокой водоотдачей

– в этом случае нередко в пластах-коллекторах возникает толстая глинистая корка. При бурении на технической воде корка в коллекторах отсутствует, если в разрезе скважин нет пластов глины; при наличии в разрезе глин техническая вода приобретает свойства плохого глинистого раствора с высокой водоотдачей и коллекторы отличаются толстой коркой.

Подраздел 2.5 «Определение эффективной толщины продуктивного коллектора». Толщину однородного продуктивного пласта коллектора определяют по диаграммам геофизических методов с учётом правил определения границ пласта. Толщину, однородного по коллекторским свойствам, но неоднородного по насыщению коллектора устанавливают для интервала, который по характеру насыщения отнесён к продуктивному. К такому типу относят коллекторы, расположенные в зоне водонефтяного контакта (ВНК) или газоводяного контакта (ГВК). В этом случае продуктивной является часть коллектора, насыщенная нефтью или газом, а остальная часть, расположенная ниже контакта, представлена коллектором водоносным или содержащим непромышленную остаточную нефть или газ. Эффективная

толщина ($h_{эф}$) таких объектов определяется интервалом между кровлей коллектора и уровнем ВНК или ГВК. В случае четкой границы воды с нефтью без переходной зоны контакт определяют как подошву пласта высокого сопротивления, которой является верхнепродуктивная часть коллектора. В мощном пласте коллектора, однородном по характеру насыщения, но содержащем прослой неколлектора, эффективная толщина $h_{эф}$ определяется как разность толщин всего пласта h и сумме толщин прослоев неколлектора $\Sigma h_{пл}$:

$$h_{эф} = h - \Sigma h_{пл}.$$

Подраздел 2.6 «Определение K_p по акустическому каротажу». Определение K_p по данным акустического каротажа (АК) основано на различии скорости распространения упругой волны (V_p или V_s) 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). Величина ΔT возрастает с увеличением пористости породы при прочих равных условиях. На диаграммах метода АК пористые породы отмечаются максимальными показаниями, плотные - минимальными значениями ΔT .

Подраздел 2.7 «Определение коэффициента нефтегазонасыщения коллекторов». По определению коэффициент нефтегазонасыщенности представляет собой долю объема пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объема пор, занятых нефтью и газом, к суммарному объему пор. Объем пор породы-коллектора лишь частично заполнен нефтью или газом, поскольку часть этого объема в гидрофильном коллекторе занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуется коэффициентом остаточного, водонасыщения $K_{во}$, или просто коэффициентом водонасыщения K_v , который равен отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор ($K_v = V_v / V_{пор}$). Для наиболее часто встречающихся в природе гидрофильных

коллекторов пустотное пространство их занято в общем случае тремя фазами - нефтью, газом и водой.

Раздел 3 «Результаты работ». Выделение пластов-коллекторов по данным газового каротажа проводилось по критериям: -аномальное увеличение газонасыщенности бурового раствора (в 2 и более раза больше фоновых значений) по газовому каротажу; -относительный состав газа, идентичный составу газа для продуктивных пластов исследуемой площади; -увеличение нефтебитумосодержания до 3 баллов; -газонасыщенности шлама; -превышение процентного содержания битумоида C_{δ} в шламе; -сумма тяжелых углеводородов $\Sigma TУ$; -люминесценция шлама. Пласты-коллекторы выделяются в разрезе по повышенной пористости слагающих их известняков по отношению к вмещающим плотным известнякам, по характерным формам кривых ГК и НГК. Для определения коллекторских свойств карбонатного резервуара данково-лебедянских отложений Северо-Лиманского месторождения была исследована скважина №21. Общая глубина забоя составляет 3635,7 м. Отбор керна является эпизодичным, в отличие от отбора шлама, который отбирается на всем протяжении разреза. За счет этого производится оперативное расчленение разреза, а также исследование шлама дает более детальную информацию о вскрываемых отложениях. Как ранее уже отмечалось, в строении резервуара Северо-Лиманской площади принимают участие пласты — коллекторы, сложенные известняками и доломитизированными известняками данково-лебедянского возраста. Верхняя часть горизонта, вмещающая пласты коллекторов, сложена доломитизированными известняками плотными с пластами псевдооолитовых и органогеннодетритовых разностей. Эффективная мощность которых изменяется от 11 до 12м. Сложены пласты коллекторы кавернозными известняками, местами выщелоченными, часто с губчатой текстурой. В пористость каверновая, каверново-гранулярная, изменяется от 5 до 9,2%. В целом, коллекторы данково-лебедянского горизонта вскрыты всеми скважинами и представлены повсеместно. Керна отбирался из продуктивной часть залежи в 10 скважинах, из которых поднято 15 образцов. Анализ керна показал, что коллекторами являются известняки серые, светло-серые, буровато-серые,

трещиноватые, местами пропитаны органическим веществом, тонко-мелко-крупнокристаллические, массивные, плотные, крепкие, перекристаллизованные, выщелоченные, мелкокавернозные. Пористость коллекторов изменяется от 6,1 % (скв. № 33) до 19,4 % (скв. № 6 Гр). Изучение коллекторской неоднородности данково-лебедянского горизонта показало, что средневзвешенная по толщине пласта открытая пористость варьирует по скважинам в пределах от 6 % до 19 %, в среднем – 12 %. Преобладают коллекторы с открытой пористостью, равной 10÷12 %. Количество пропластков с такой пористостью составляет 34,5 % от общего их числа.

Таблица 1 - Заключение по комплексу промыслово-геофизических исследований скважины №21 Северо-Лиманской площади.

№ пл	Возраст	Интервал	Мощ-ть	Литология	Порист К _п %	С _{гл}	К _{нг}	Хар-р насыщ
1	Д ₃ ^{d-l}	3479- 3491	12	известняк	9,2	4,5	67, 6	Газ, нефть
2	Д ₃ ^{d-l}	3499- 3510	11	известняк	5,5	19,5	31	Пласт. вода

Коэффициент пористости первого пласта превышает граничное значение пористости для данной территории, коэффициент глинистости достаточно мал. Следовательно, первый пласт является продуктивным на нефть и газ. Что касается второго пласта, то он является непродуктивным, так как коэффициент нефтегазонасыщенности меньше 50% и, соответственно, характер насыщения - вода. В таблицах приведено сопоставление средних значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности по горизонтам, определенных по керну и ГИС. Проницаемость по промысловым данным изменяется от 1,6 до 6,7 мД. Среднее значение составляет 4,15 мД. По данным ГИС пористость и насыщенность определялась в 44 скважинах. В продуктивной части сделано 307 определений пористости и 285 определений насыщенности. Пористость изменяется от 4 до

21,9 %, средневзвешенная величина составляет 12,1 %. Среднее значение нефтенасыщенности составляет 82,2 %. Как видно из приведенных данных, эти величины не имеют большого расхождения между собой, что позволило в расчетах применять при необходимости значения данных параметров, определенных геофизическими методами. Приведённые выше данные позволяют рассматривать данково-лебедянские отложения как продуктивные на нефть и газ, что ещё раз доказывает актуальности данной работы. Таким образом, в данково-лебедянском, продуктивными отложениями являются карбонатные нефтенасыщенные коллекторы, представленные трещиноватыми кавернозными известняками.

Заключение. В процессе написания бакалаврской работы была изучена геолого-геофизическая характеристика Северо-Лиманской площади Саратовского Поволжья, освоена методика комплексной интерпретации данных ГИС, был проинтерпретирован материал по комплексу методов ГИС скв. №21 Северо-Лиманского месторождения. Также была описана методика проведения работ, а именно определение границы пластов, литологического состава пород, выделение коллекторов, определение эффективной толщины продуктивного коллектора, определение коэффициента пористости и определение коэффициента нефтегазонасыщения коллекторов. Анализ керна показал, что коллекторами являются известняки серые, светло-серые, буровато-серые, трещиноватые, местами пропитаны органическим веществом, тонко-мелко- крупнокристаллические, массивные, плотные, крепкие, перекристаллизованные, выщелоченные, мелкокавернозные. Было приведено сопоставление средних значений коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности по горизонтам, определенных по керну и ГИС. Также было определено, что описываемые фильтрационно-емкостные параметры изучаемых отложений не имеют большого расхождения между собой, что позволило в дальнейших расчетах применять при необходимости значения данных параметров, определенных геофизическими методами. Таким образом, в данково-лебедянском, продуктивными отложениями являются карбонатные нефтенасыщенные коллекторы, представленные трещиноватыми кавернозными известняками.