

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

Кафедра геофизики

**«ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОРОД-  
КОЛЛЕКТОРОВ ПО КЕРНУ И ГИС  
(на примере Ливенского месторождения Саратовского Заволжья)»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

студента 5 курса 531 группы  
направление 21.03.01 нефтегазовое дело  
профиль Геолого-физический сервис  
нефтегазовых скважин  
геологического факультета  
Бубнова Алексея Дмитриевича

**Научный руководитель**

кандидат геол.-мин.наук, доцент \_\_\_\_\_ Б.А. Головин

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

кандидат геол.- мин.наук, доцент \_\_\_\_\_ Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2021

Введение. Актуальность определения подсчетных параметров комплексом методов геофизических исследований скважин (ГИС) определяется тем, что ГИС являются ведущими методами получения информации о вскрываемых скважиной породах на всех этапах ведения геологоразведочных работ – от открытия месторождения первыми поисковыми скважинами до эксплуатационного бурения [1].

Важнейшим этапом освоения месторождения является подсчёт его запасов, который основывается как на результатах интерпретации данных ГИС, так и на использовании данных изучения вещественных источников информации – образцов керна. Оба эти источника информации крайне важны и дополняют друг друга. Так, охарактеризованность керном ствола скважины как правило не превышает 1-3% и зачастую охватывает не все интервалы предполагаемого залегания нефтегазоносных горизонтов. Кроме того, распространены случаи, особенно в прошлые годы, когда использовались старые отечественные керноотборочные снаряды типа «Кембрий» и «Недра», неполного (вплоть до отсутствия) выноса керна за счёт разрушения, в том числе, пористых разностей, наиболее интересных с точки зрения характеристики возможных продуктивных отложений. Наконец, образцы керна, извлечённые на поверхность, претерпевают существенные изменения по сравнению с их свойствами в термобарических условиях естественного залегания.

Методы ГИС свободны от вышеперечисленных недостатков и предоставляют полную картину разреза, вскрытого стволом скважины, с известными оговорками дают характеристику пород в их естественных условиях залегания. Однако определение литологии и фильтрационно-емкостных свойств пород методами ГИС является решением обратной задачи, когда изменение регистрируемого параметра может быть вызвано множеством причин. Корректное её решение основывается на фактическом материале и практически невозможно без использования для настройки модели образцов керна.

Цель работы состоит в том, чтобы на основе комплексного изучения материалов керна и ГИС выполнить уточнение подсчетных параметров Ливенского месторождения. Объектом рассмотрения является Ливенское газовое месторождение, разведанное в 70-х годах прошлого века в пределах Саратовской части бортовой зоны Прикаспийской впадины [2]. Выполненный по состоянию на 01.01.1975 года оперативный подсчет запасов основывался на недостаточно обоснованных петрофизических зависимостях и не учитывал данные исследований керна из скважин, пробуренных на близлежащих площадях.

Поставленная цель предопределила задачи исследования:

- изучить геологическое строение месторождения, в том числе литологические и фильтрационно-емкостные характеристики пород;
- построить основные петрофизические зависимости с использованием результатов анализа образцов керна;
- описать методику выделения и определения ФЕС пород-коллекторов;
- представить результаты количественной интерпретации данных ГИС и выполнить их статистическую обработку.

В основу работы положены данные ГИС и результаты изучения каменного материала по двум скважинам месторождения и одной скважине месторождения, находящегося в сходных геологических условиях.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, заключения, списка использованной литературы и трех разделов: раздел 1 – «Геолого-геофизическая характеристика района работ»; раздел 2 – «Методика работ»; раздел 3 – «Результаты обработки материалов ГИС».

**Основное содержание работы.** Ливенское газовое месторождение расположено в северной части бортовой зоны Прикаспийской впадины, в пределах Озинского района Саратовской области.

Район месторождения представляет собой пологоволнистую равнину,

наклоненную на юг в сторону Прикаспийской впадины. Поверхность равнины разделена долинами, балками и ложбинами.

В пределах площади региональные геофизические работы, по изучению глубинного строения бортовой зоны Прикаспийской впадины и сопредельных районов были начаты в 1946 году с проведения гравиметрической съемки масштаба 1:200000. По результатам интерпретации и обобщения материалов данной съемки были обозначены внешняя и внутренняя части бортовой зоны, разделенные полосой резкого сгущения изоаномал силы тяжести. Установленная градиентная зона получила название «бортовой уступ». По результатам гравиметрических исследований был выявлен ряд положительных локальных аномалий силы тяжести, расположенных вдоль бортового уступа. В пределах этих аномалий рекомендовалось проведение сейсмических работ.

Рассматриваемая территория была изучена геологической съемкой масштабов 1:200000, 1:100000 и 1:50000, основным результатом которой явилось составление государственной карты масштаба 1:200000 без снятия и со снятым неоген-четвертичным покровом.

Территория покрыта аэромагнитной съемкой масштаба 1:200000 и 1:50000, по материалам которой намечены и прослежены элементы разрывной тектоники, выявлена возможность изучения структурно-фациальных особенностей осадочного чехла и отмечена связь аномалий магнитного поля с тектоникой региона.

С 1975 по 1986 гг. в данном регионе проводились геохимические исследования. Были построены схемы распределения микроконцентраций углеводородов в верхней части разреза масштаба 1:50000, выделены поля повышенного содержания углеводородов и даны рекомендации на проведение сейсмических работ.

В период с 1963 по 1967гг. проводились опытно-методические и производственные работы различными модификациями сейсморазведки МОВ с задачей изучения строения бортовой зоны Прикаспийской впадины на уровне соленосных толщ и подсолевых горизонтов.

Сейсморазведочные работы МОГТ пределах бортовой зоны Прикаспийской впадины начались в начале 70-х годов. С 1973 г. по 1981 г. наблюдения велись с применением аналоговой аппаратуры; до 1975 г с 6-ти и 12-ти кратным перекрытием, привязка и прослеживаемость тогда еще условно отражающих горизонтов были затруднены ввиду совокупной сложности сейсмогеологических условий и недостатка параметрического материала, применялись не достаточно точные графики для структурных построений. Однако именно в 70-е годы были выявлены и подготовлены к бурению большинство известных к настоящему времени положительных структур осадочного чехла по горизонту  $\Pi_1$ . Были отмечены основные закономерности поведения отражающих границ в пределах бортового уступа, как то: резкое погружение горизонтов  $I_p$  и  $\Pi_1$ , отождествляемых, соответственно с кровлей и подошвой соли; более спокойное погружение горизонта  $\Pi_2$ , приуроченного к кровле верейской терригенной толщи; пологое погружение горизонта  $\Pi_3$ , отвечающего подошве карбонатов верхнего девона. Отмечено сокращение мощности верхнедевонско-нижнекаменноугольного карбонатного комплекса в сторону Прикаспийской впадины и увеличение мощности среднекаменноугольного терригенного, а также значительная дислоцированность надсолевой толщи, интерпретируемая как нарушенная тектоническими подвижками (сбросами), амплитудой до нескольких сот метров.

В пределах Ливенского месторождения поисковым бурением вскрыт геологический разрез в диапазоне от сакмарского яруса до четвертичных отложений.

Фундамент Прикаспийской впадины, на северном борту которого расположено Ливенское месторождение, состоит из нескольких крупных геоблоков, разделенных разломами и различающихся строением, возрастом и особенностями развития доплитного и плитного комплексов. На северо-западе располагаются восточная часть Сарматского геоблока - Воронежский блок (Воронежская антеклиза) и Волго-Уральский геоблок, разделенные узким

Торопец-Сердобским блоком, погребенным под рифейским Пачелмским авлакогеном. Эти блоки фундамента имеют гранитизированную кору архей-раннепротерозойского возраста.

Восточнее Воронежского и южнее Волго-Уральского геоблоков располагается Центрально-Прикаспийский геоблок, характеризующийся утоненной континентальной корой или корой переходного типа, также имеющей архейско-раннепротерозойский возраст. Центрально-Прикаспийский геоблок отделен от Воронежского и Волго-Уральского геоблоков системой долгоживущих разломов. Тектонические движения по этой системе разломов происходили непрерывно в течение всего рифея и палеозоя, в результате чего Центрально-Прикаспийский блок оказался погруженным на глубину 22 км.

Строение осадочного чехла (доплитного и плитного комплексов) всех этих геоблоков находится в тесной зависимости от рельефа поверхности фундамента, который сложился в своих основных чертах к концу протерозоя.

Разрез чехла подразделяется на три структурно-вещественных или сейсмостратиграфических комплекса: подсолевой, включающего образования рифея, ордовика-силура, девона, карбона и ассельско-артинского ярусов перми, солевой – кунгурский и надсолевой – верхнепермско-четвертичный.

В осадочном чехле бортовой и внешней прибортовой зон Прикаспийской впадины выделяются шесть нефтегазоносных комплексов.

1. Средне-верхнедевонский терригенно-карбонатный
2. Верхнедевонско-нижнекаменноугольный карбонатный
3. Нижне-верхневизейский терригенный
4. Верхневизейско-нижнебашкирский карбонатный
5. Верхнебашкирско-нижнемосковский терригенный
6. Верхнемосковско-нижнепермский карбонатный

Залежи, в основном, газовые, обычно с незначительным содержанием конденсата и признаками наличия тонких нефтяных оторочек непромышленного значения, отличительной особенностью их является присутствие сероводорода (от 0,8% до 1,5%).

На Ливенском месторождении выделена одна газовая залежь, приуроченная к карбонатным отложениям нижнеартинско-сакмарского ярусов нижней перми. Газоносность отложений доказана результатами испытаний и материалами интерпретации ГИС.

С целью определения фильтрационно-емкостных свойств, а также выделения интервалов залегания коллекторов в отложениях нижнеартинско-сакмарского ярусов использовались материалы геофизических исследований скважин.

Обработка данных ГИС проведена поточно и послойно. В интервалах залегания коллекторов выделены пласты, для которых рассчитаны значения параметров коллекторских свойств.

В поисково-разведочных скважинах Ливенского газового месторождения выполнен стандартный комплекс промыслово-геофизических исследований, как общих так и детальных:

стандартный каротаж (СП+КС+ПЗ),  
боковой каротаж (БК),  
микробоковой каротаж (МБК),  
радиоактивный каротаж (ГК, НГК),  
акустический каротаж (АК),  
кавернометрия (КВ).

Стандартный каротаж проведён двумя зондами А2.0М0.5N + ПЗ и А0.5М8N + СП в масштабе глубин 1:500.

Боковой каротаж выполнен в масштабе глубин 1:500, 1:200 аппаратурой Э-1, Э-4, ТБК-3, ТБК-4.

Радиоактивный каротаж (ГК+НГК) проводился приборами СП-62 в масштабе глубин 1:500, 1:200.

Замеры акустического каротажа выполнены аппаратурой СПАК-4, СПАК-2М, СПАК-6 в масштабе глубин 1:500, 1:200.

Микробоковой каротаж и микрокавернометрия проведены в интервале детальными исследованиями аппаратурой КМБК, МБК-1 в масштабе глубин 1:200.

Контроль технического состояния обсаженных скважин осуществлялся акустическим цементомером (АКЦ).

Качество каротажа, в основном, удовлетворяет требованиям соответствующих инструкций и ГОСТ.

Основной задачей, решаемой электрическими методами, является определение удельного электрического сопротивления продуктивных пластов, и на его основе коэффициента газонасыщенности и положение газоводяного контакта. В связи с высокой минерализацией бурового раствора и значительной неоднородностью разреза по электрическому сопротивлению, единственным методом, способным задачу, оказывается боковой каротаж.

Одним из важных методов, используемых при оценке пористости, является нейтронный гамма каротаж (НГК). Условия для его применения с этой целью на Ливенском месторождении, с одной стороны, благоприятны, поскольку разрез представлен практически неглинистыми породами, имеющими однородный литологический состав.

Однако отсутствие выдержанных опорных пластов исключает возможность точного определения пористости по методу двух и одного опорного пласта.

Петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС с целью оценки подсчетных параметров коллекторов продуктивных пластов базируется на результатах исследования керна.

В результате выполненных исследований пород продуктивной толщи Ливенского месторождения установлено, что разрез сложен, в основном, доломитами, неравномерно сульфатизированными.

К основным петрофизическим зависимостям отнесены сопоставления фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, изучаемых при стандартных исследованиях образцов керна. Это связи между коэффициентами пористости проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Зависимости между петрофизическими и литологическими свойствами, также как и описание керна и шлифов, позволяют судить о модели коллектора.



Нижнепермские отложения Ливенского месторождения, согласно описанию керна, материалам ГИС сложены карбонатными и карбонатно-сульфатными породами. Коллекторы нижнепермских отложений представлены доломитами.

Непосредственно под солями залегает ангидритовая толща, под которой прослеживаются продуктивные пласты. Между собой продуктивные пласты разделяются ангидритами, или ангидритово-доломитовыми породами.

Карбонатные коллекторы нижней перми имеют сложную структуру порового пространства и относятся к смешанному типу пористости – порово-кавернозно-трещинному.

Признаки выделения коллекторов:

- 1) пониженные показания БК;
- 2) пониженные показания НГК.

За количественный критерий было принято граничное значение коэффициента пористости для карбонатных коллекторов 4,3%, установленное на образцах керна Павловского и Ливенского месторождений.

Для оценки характера насыщения коллекторов были построены сопоставления значений удельного электрического сопротивления и коэффициента пористости по прослоям с качественными испытаниями и получением однофазных притоков – газа и воды.

Пористость пластов в скважинах рассчитана по данным НГК и АК. Совместная обработка НГК и АК позволяет определить литологию разреза и вычислить значения пористости с учетом литологии.

Первичная интерпретация данных НГК состояла в выборе значений интенсивности нейтронного гамма-излучения и введению в них поправок за влияние интегрирующей ячейки (при толщине прослоев менее 2,0м) и фона естественного гамма-излучения.

Для определения коэффициента общей пористости пластов использовались эмпирическая зависимость типа «кern – ГИС», полученная на образцах керна Павловского и Ливенского месторождений.

Расчёт коэффициента пористости проведен с использованием уравнения «среднего времени».

Во всех случаях пористость определялась для выбранной литологии по формуле:  $K_{п\text{прин}} = (K_{п\text{АК}} + K_{п\text{НГК}})/2$

Такая формула расчёта является предпочтительной, поскольку она позволяет уменьшить влияние литологии.

Значительное превышение пористости по АК относительно пористости по НГК,  $K_{п\text{АК}} \gg K_{п\text{НГК}}$  – признак наличия трещиноватости, искажающей показания АК. В таких породах пористость рассчитывалась по данным НГК.

Значительное занижение пористости по АК относительно пористости по НГК,  $K_{п\text{АК}} \ll K_{п\text{НГК}}$  – признак наличия кавернозности, искажающей показания АК. В таких породах пористость рассчитывалась по данным НГК.

Для оценки коэффициента газонасыщенности коллекторов применялась методика определения по данным удельного электрического сопротивления.

Для определения электрического сопротивления использовались данные бокового каротажа. Наличие соленого бурового раствора создает хорошие условия для применения БК и делает неэффективным использование остальных имеющихся методов электрического каротажа.

Коэффициент газонасыщенности определялся по традиционной методике.

Значение коэффициента остаточной нефтегазонасыщенности принято по данным керновых исследований Павловского месторождения.

Оценку  $K_{пр}$  чаще всего производят на основе парных связей между  $K_{пр}$  и коэффициентом пористости  $K_{п}$ , полученным по керну. При выполнении настоящей работы использовалась эмпирическая зависимость  $K_{пр} = f(K_{п})$ ,

По вышеизложенным алгоритмам проведена обработка и интерпретация материалов ГИС продуктивных нижнеартинско-сакмарских отложений.

Коэффициент пористости по ГИС достаточно хорошо согласуется с пористостью по керну. Расхождение с балансовыми параметрами существенное.

Коэффициент газонасыщенности также расходится с числящимся на

балансе.

Проницаемость по ГИС имеет низкую степень достоверности и может использоваться только в качестве оценочной величины с погрешностью до 1 порядка.

Средняя газонасыщенная мощность, числящаяся на балансе, меньше установленной настоящими исследованиями.

В заключение проведенного анализа результатов обработки ГИС следует отметить, что сравнение диапазонов и средних величин коэффициента пористости, определенного по данным ГИС и керну, показало высокую эффективность настройки созданных алгоритмов ГИС на результаты анализов керна, как собственного, так и привлеченного с соседнего месторождения.

**Заключение.** В результате проведенных в настоящей работе исследований выявлены следующее:

- уточнено по данным рентгено-минералогического анализа керна детальное литологическое строение пород продуктивной толщи;
- получены статистически значимые петрофизические зависимости для коэффициентов пористости и газонасыщенности;
- уточнена эффективная газонасыщенная мощность пород сакмаро-артинской залежи.

Результаты сравнения коэффициентов пористости, определённых по данным ГИС и керна, обнаруживает их высокую сходимость (8,5% и 8,3% соответственно), что свидетельствует о корректности построенных и использованных петрофизических зависимостях типа «кern-кern» и «ГИС-кern».

Из этого следует, что использовавшийся ранее при оперативном подсчёте запасов коэффициент газонасыщенности недостаточно обоснован и не соответствует фактическому. Уточнённый Кг составил 76,7% и оказался на 18,5% выше первоначально принятого.

Также в сторону увеличения пересмотрено значение эффективной газонасыщенной мощности, оказавшееся на 32,7% выше принятого значения.

Таким образом, проведенные геофизические исследования позволили

добиться важного геологического результата – предоставить обоснование для увеличения запасов месторождения.