

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**Определение и обоснование подсчетных параметров продуктивных  
отложений Пикенеровского месторождения**

**АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 2 курса 261 группы  
направление 05.04.01 геология  
геологического ф-та  
Уналбаева Дияса Романовича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

М.В. Калининкова

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2017

**Введение.** В настоящее время геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород стали основными при подсчетах запасов нефти и газа.

По данным промысловой геофизики определяются следующие основные подсчетные параметры: эффективная мощность; коэффициент пористости ( $K_n$ ); коэффициент глинистости  $K_{gl}$ ; коэффициент нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ); коэффициент проницаемости  $K_{пр}$ ; положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) контактов на различных этапах разработки месторождения и др. Таким образом, промысловая геофизика обеспечивает получение всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов, составления проекта разработки месторождения и наблюдения за его осуществлением.

В работах М.Г. Латышовой, Б.Ю. Вендельштейна, Р.А. Резванова, Г.Х. Шермана и др. показано, что при проведении ГИС оптимальным комплексом методов и при обеспечении этих исследований необходимыми петрофизическими зависимостями, геофизические методы дают возможность получать более достоверные сведения об изучаемом коллекторе, чем анализ керна. Это объясняется следующими обстоятельствами:

- геофизические методы дают полную информацию об исследуемом участке разреза, тогда как керн - только в пределах интервалов, пробуренных с полным его отбором;
- по данным геофизических методов изучают физические свойства пород-коллекторов в термобарических условиях естественного залегания;
- отдельные подсчетные параметры (например, коэффициент нефтенасыщенности и особенно газонасыщенности) обычно не устанавливаются по керну, за исключением редких скважин, пробуренных на нефилтующемся растворе.

Однако сказанное выше не предопределяет полного отказа от отбора керна и его исследований. Отбор и изучение керна необходимо рассматривать не только как средство определения подсчетных параметров

коллектора, а прежде всего как петрофизическое обоснование связей, используемых при подсчете запасов по геофизическим материалам. Важнейшим условием для получения надежных подсчетных параметров по данным промысловой геофизики является также выполнение оптимальных условий проведения ГИС.

**Цель работы:** получение основных подсчетных параметров для дальнейшего пересчета запасов нефти и газа Пикенеровского месторождения, расположенного в Чердаклинском районе Ульяновской области. В соответствии с целью работы поставлены следующие **задачи:**

- выделение пластов-коллекторов;
- определение их коллекторских свойств: коэффициента пористости; коэффициента глинистости; коэффициента нефтегазонасыщенности;
- обоснование эффективности выбранной методики интерпретации подсчетных параметров.

**Объектом исследования** является Пикенеровское структурное поднятие, которое было выявлено Ульяновской крелиусной разведкой в 1955г по отложениям казанского яруса верхней перми. Структура, выявленная по материалам сейсморазведки и структурного бурения; была подтверждена и изучена по кровле ассельского яруса нижней перьми в результате детализационного структурно-поискового бурения. Структурно-поисковым бурением, проведенным за разные годы исследования в результате, был, найден и оконтурен ряд пермских локальных структур на одной из них было открыто Пикенеровское месторождение нефти в каменноугольных отложениях. Всего на Пикенеровском и Северо-Пикенеровском месторождениях пробурено 19 скважин. Получено и обработано большое количество кернового материала, что позволило определить более точные значения подсчетных параметров.

#### **Основное содержание работы.**

Раздел 1 посвящен геолого-геофизической характеристике Пикенеровского месторождения. Включает в себя 4 подраздела. Подраздел

1.1 «Общие сведения о месторождении» содержит описание административного положения месторождения, краткие физико-географические сведения о территории, изученности сейсморазведкой, сведения о ходе разработки месторождения. Пикенеровское нефтяное месторождение в административном отношении расположено на границе Чердаклинского и Мелекесского районов Ульяновской области.

Открытию и введению в эксплуатацию исследуемого месторождения предшествовали многочисленные геолого-геофизические исследования, такие как электроразведочные работы, гравиметрическая съемка. Сейсморазведочные работы проводились на изучаемой территории с 1951 года. По результатам этих работ методом ОГТ были детализированы и подготовлены к глубокому разведочному бурению целый ряд рифогенных структур: Краснореченская, Восточно-Краснореченская, Калмаюрская, Западно-Калмаюрская, Камышевская, Северо-Камышевская, Восточно-Камышевская, а также выявлены: Лопатинская, Войкинская, Поповкинская и Звездная рифогенные структуры.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфический разрез месторождения» дается стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. Разрез вскрыт от отложений кайнозойской группы до кристаллических пород архейско-протерозойского фундамента.

В подразделе 1.3 «Тектоника» описано тектоническое строение и районирование территории, к которой приурочено месторождение. В тектоническом строении Пикенеровского месторождения принимают участие два структурно-тектонических этажа: сильно дислоцированный фундамент платформы и значительно менее дислоцированный осадочный чехол.

По первому этажу месторождение находится в зоне сочленения структурных элементов I порядка - Токмовского свода и Мелекесской впадины. Основание впадины разбито на блоки разломами, один из которых - региональный Ульяновско-Мокшинский - трассируется юго-восточнее Пикенеровской площади.

В каменноугольных отложениях на территории исследований выделяется система локальных поднятий. По кровле турнейского яруса Пикенеровской поднятие вытянуто в направлении с северо-запада на юго-восток и осложнено тремя куполами: Северо-Пикенеровским, центральным и юго-восточным. Северо-Пикенеровский купол по данным сейсморазведки ранее выделялся в качестве самостоятельного поднятия.

В подразделе 1.4 «Нефтегазозность» говорится, что промышленная нефтеносность Пикенеровского месторождения установлена в отложениях турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона, башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона.

Нефтенасыщенность продуктивных пластов была отмечена во время бурения скважин по керну, материалам ГИС и испытаний.

Раздел 2 «Методика определения подсчетных параметров» включает в себя 6 подразделов. В разделе дана характеристика комплекса ГИС, разработанному для поисково-разведочных скважин Ульяновской области. Комплекс методов ГИС, используемый для оценки подсчетных параметров, является стандартным для всех скважин. Выполненный комплекс геофизических исследований в масштабе 1:500 измерения по всему стволу (в масштабе глубин 1:500, а в некоторых скважинах в 1:1000) методами стандартного каротажа (запись диаграмм кажущегося сопротивления (КС) градиент-зондом А2.0М0.5N и метода собственной поляризации (ПС), кавернометрии (КВ), радиоактивного каротажа (РК), включающего запись гамма-активности пород (ГК) и нейтронного гамма-каротажа (НГК), а также бокового каротажного зондирования (БКЗ). В интервалах залегания продуктивных пластов (верейско-башкирские и тульско-бобриковско-турнейские отложения) проведены детальные исследования в масштабе глубин 1:200 методами РК, МКЗ (микрокаротажное зондирование), КВ, боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК). Кроме того, в 7 скважинах проведены исследования методом акустического каротажа (АК); в 5 скважинах - гамма-гамма-плотностного каротажа (ГГКп); в 4 скважинах -

индукционный каротаж (ИК). Во всех скважинах проводились замеры инклинометрии, методы контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн.

В подразделе 2.1 «Выделение пластов-коллекторов» показано как выполнялось разделение пород в разрезе на коллекторы и не коллекторы по данным ГИС. Применялись 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 неколекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

В качестве количественных признаков выделения коллекторов использовались граничные значения пористости и проницаемости. Для карбонатных коллекторов верейско-башкирского и турнейского возраста граничное значение пористости ( $K_n^{ep}$ ) принято равным 6%. Такая величина коэффициента пористости ( $K_n$ ), рассчитанная по данным ГИС в перфорированном интервале пласта скв. 52 Пикенеровской площади (интервал перфорации 1045,0-1057,6 м), из которого получен приток пластовой нефти, т.е. пластовый флюид начинает движение при пористости больше принятого значения, была взята в качестве  $K_n^{ep}$  для верейско-башкирских и турнейских отложений. Для коллекторов тульско-бобриковского возраста принято  $K_n^{ep} = 13\%$ , установленное эмпирическим путем.

В подразделе 2.2 «Определение коэффициентов пористости коллекторов» повествуется о методике определения коэффициент пористости. В работе величина общей пористости определялась по комплексу методов: нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК) и плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп). Использовались соответствующие петрофизические зависимости.

В подразделе 2.3 описана используемая методика определения глинистости коллекторов по данным гамма-каротажа. Поправки за глинистость рассчитывались в три этапа. Во-первых, была произведена эталонировка диаграмм интенсивности гамма-излучения с использованием значений интенсивности гамма - излучения в опорных пластах и расчетом разностного параметра. На втором этапе при количественной оценке глинистости пород по данным ГК использовалась зависимость:  $C_{gl} = f(K \Delta \Gamma^y)$ , где  $K=0.7$  - коэффициент, учитывающий содержание пелитовой фракции. Третьим этапом оценки глинистости является расчет объемного содержания глинистого материала в породе - коэффициента объемной глинистости  $K_{gl}$ . Рассчитанные таким образом поправки за глинистость были внесены в коэффициенты пористости пластов коллекторов верейского и тульско -бобриковского возраста.

В подразделе 2.4 приводится определение удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов коллекторов по комплексу методов ГИС, включающим данные электротометрии (БК, БКЗ) и ИК.

В подразделе 2.5 дается описание методики определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов. Расчет коэффициентов нефтенасыщенности реализован стандартным способом, базирующимся на петрофизических зависимостях типа «керна-керна» относительного сопротивления ( $R_p$ ) от пористости ( $K_p$ ) и коэффициента увеличения сопротивления ( $R_n$ ) от водонасыщенности ( $K_v$ ). Петрофизические зависимости получены в лаборатории исследования керна НВ НИИГГ на образцах скважины 21, как единственной скважине с представительным отбором керна.

В подразделе 2.6 дается определение коэффициента абсолютной проницаемости. Величины проницаемости определялись по керну. Оценка коэффициентов абсолютной проницаемости ( $K_{пр}$ ) коллекторов целевых пластов была проведена на основе статистических связей  $K_{пр}=f(K_p)$ , полученных по результатам измерений на керне.

Раздел 3 включает в себя полученные результаты исследования. Продуктивный разрез можно расчленить на карбонатные и песчаные породы. Коллекторами турнейского и башкирского ярусов являются кавернозные, трещиноватые известняки. Коллекторами бобриковского и тульского горизонтов являются кварцевые песчаники, с примесью карбонатного цемента. В отложениях верейского горизонта выделяются три пласта: В1, В2, В3, коллекторами которых являются как чистые, так и глинистые известняки.

Сравнительный анализ определений пористости по керну и данным ГИС (НГК, АК, ГГКп) показывает, что методами АК и ГГКп охарактеризованы не все скважины. Эффективная толщина коллекторов, для которых определялась  $K_n^{AK}$ , равна 538,35 м, что составляет 40,9% от общей толщины коллекторов, охарактеризованных методом НГК (1316,33 м). Эффективная толщина коллекторов, для которых определялась  $K_n^{ГГКп}$ , равна 414,41 м, что составляет 31,48 % от общей толщины коллекторов, охарактеризованных методом НГК. Поэтому для подсчета запасов были приняты значения пористости, определенные по методу НГК, так как радиоактивный каротаж был проведен во всех скважинах.

Для каждой скважины и для продуктивных пластов, а также для горизонтов в целом были рассчитаны средневзвешенные по толщине значения пористости по коллекторам, содержащим нефть и воду. Полученные данные показывают, что для турнейского яруса  $K_{нг}$  ср.взв. составил 75,9%; для бобриковского горизонта  $K_{нг}$  ср.взв. составил 76%; для пласта Б0 тульского горизонта  $K_{нг}$  ср.взв. составил 84,5%; для башкирского яруса  $K_{нг}$  ср.взв. составил 74,7%; для верейского горизонта  $K_{нг}$  ср.взв. составил: пласт В1 -73,5%; пласт В2 - 72,9%; пласт В3 -61,8%.

Оценка достоверности определения  $K_{нг}$  по параметру насыщения проведена с применением статистического способа на основе информации о характере насыщения коллектора при установленных положениях ВНК.



Точка пересечения распределений дает на оси ординат процент ошибки применяемой методики, а эффективность её определяется как  $100 - W_{\text{ош.}}$ , %. Для верейского горизонта эффективность методики составляет 87%, для турнейского и башкирского ярусов - 93%. Полученные достаточно высокие величины эффективности свидетельствуют о достоверности исходных данных и применяемой методики. Для продуктивных и водоносных пластов тульско - бобриковского возраста такое распределение построить не удалось, ввиду малочисленности водонасыщенных пластов.

**Заключение.** В результате проделанной работы была проведена интерпретация данных ГИС по пяти продуктивным горизонтам (турнейский, бобриковский, тульский, башкирский, верейский) по 19 скважинам Пикенеровского месторождения.

Проведенный комплекс ГИС совместно с результатами отбора керна и опробования позволили провести:

- выделение коллекторов по качественным и количественным признакам;
- определение эффективных толщин коллекторов;
- определение общей пористости коллекторов (по данным методов НГК, АК, ГГКп);
- определение коэффициентов глинистости коллекторов;
- определение УЭС пород-коллекторов;
- определение нефтенасыщенности по удельному электрическому сопротивлению коллекторов;
- расчет средневзвешенные величины коэффициентов пористости ( $K_p$ ) и нефтенасыщенности ( $K_n$ );
- составление сводных планшетов геолого-геофизической изученности; определить оценку достоверности подсчетных параметров с применением статистического метода обработки.

В настоящее время в эксплуатации находятся залежи нефти башкирского и турнейского ярусов, бобриковского и тульского горизонтов и

пласта ВЗ верейского горизонтов Пикенеровского месторождения. В связи с появлением новых данных, позволивших уточнить геологическое строение месторождения и пересчитать начальные балансовые запасы нефти и растворенного газа, для их рациональной разработки необходимо составление проекта разработки на вновь подсчитанных и утверждённых запасах.