

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

Кафедра геофизики

**«Литолого-петрофизическая характеристика терригенных коллекторов
парфеновского горизонта на примере Кавыктинского месторождени »**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направление 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поисках нефтегазовых месторождений»
геологического факультета
Гаращенко Юрия Петровича

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Б.А. Головин

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

Введение. Актуальность изучения литологических и петрофизических характеристик терригенных коллекторов парфеновского горизонта на Кавыктинском месторождении обусловлена тем, что данное месторождение крупнейшее на Востоке России по запасам газа и является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» наряду с Чаяндинским месторождением в Якутии.

Целью данной работы является изучение литолого-петрофизических характеристик терригенных коллекторов парфеновского горизонта на примере Кавыктинского месторождения.

Кавыктинское газоконденсатное месторождение — крупнейшее на Востоке России по запасам газа. Является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири» наряду с Чаяндинским месторождением в Якутии.

Месторождение открыто в 1987 году на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов Иркутской области.

Изучение территории, в пределах Ковыктинского ГКМ началось в середине 30 гг. прошлого века. Выполненный комплекс геолого-геофизических исследований включает в себя ряд исследований, которые позволили провести изучение месторождения. На основе полученной информации была построена серия геологических карт, характеризующих строение кристаллического фундамента и осадочного чехла, послуживших основой для оценки перспектив нефтегазоносности рифейских, вендских и венд-кембрийских отложений и последующих поисковых работ на нефть и газ.

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трёх разделов. Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика территории». В нём содержится четыре подраздела со следующими названиями: «Общие сведения о Кавыктинском месторождении и его геолого-геофизическая изученность», «Литолого-стратиграфическая

характеристика разреза», «Тектоника» и «Краткие сведения о нефтегазоносности района». Вторая глава «Методика исследований» состоит из семи разделов со следующими названиями: «Характеристика комплекса ГИС в скважинах Кавыктинского месторождения», «Выделение коллекторов и определение эффективных толщин», «Определение граничных фильтрационно-емкостных параметров», «Определение коэффициента пористости по данным комплекса ГИС» и «Определение глинистости по данным комплекса ГИС», «Определение коэффициента нефтегазонасыщения», «Корреляция разрезов». Также имеется заключающая глава под названием «Результаты исследования».

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о Кавыктинском месторождении и его геолого-геофизическая изученность ». Изучение территории, в пределах Кавыктинского ГКМ началось в середине 30 гг. прошлого века. Выполненный комплекс геолого-геофизических исследований включает в себя ряд исследований, которые позволили провести изучение месторождения. На основе полученной информации была построена серия геологических карт, характеризующих строение кристаллического фундамента и осадочного чехла, послуживших основой для оценки перспектив нефтегазоносности рифейских, вендских и венд-кембрийских отложений и последующих поисковых работ на нефть и газ.

Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза». На Кавыктинском участке боханский горизонт вскрыт в восьми скважинах.

Толщина изменяется от 104,5 до 124,0 м. Именно с продуктивностью боханского горизонта связано Чиканское ГКМ.

В основании верхнечорской подсветы (тирский горизонт) выделяется пачка песчаников (парфеновский горизонт). Парфеновский горизонт

представлен песчаниками серыми и темно-серыми с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. В отложениях парфеновского горизонта залегают продуктивные газонасыщенные пласты Кавыктинского месторождения - П1 и П2.

Толщина парфеновского горизонта на Кавыктинском участке меняется от 45,4 м до 84,1 м.

Подраздел 1.3 «Тектоника». В тектоническом плане Ковыктинское месторождение изучено достаточно хорошо. Ковыктинское ГКМ размещено в пределах Ангаро-Ленской ступени (АЛС), которая занимает южную часть Сибирской платформы. АЛС располагается к юго-западу от Непско-Ботуобинской антеклизы, на северо-западе и западе ограничена Присяяно-Енисейской синеклизой, на востоке – Предпатомским региональным прогибом. Перепады ступени составляют более 1 км. Ее площадь равна 225 тыс. км². На территории АЛС выделяются семь замкнутых и незамкнутых структур разных порядков. Две структуры I порядка – Братский и Ковыктинский выступы, расположенные в северо-западной и центральной частях ступени; структуры II порядка – Ковыктинское куполовидное поднятие, Верхнеангарский разных порядков.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность». Ковыктинское ГКМ расположено на востоке Иркутской области в пределах Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО), входящей в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) и занимающей ее газоносную часть, в 450 км к северо-востоку от Иркутска, на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов. По размеру извлекаемых запасов относится к категории уникальных: 1,8 трлн куб. м газа и 65,7 млн тонн газового конденсата (извлекаемые) - в пределах лицензионных участков ПАО «Газпром» (Ковыктинский, Хандинский, Чиканский). Планируемая проектная мощность - 27 млрд. м³ газа в год. Газ месторождения имеет сложный компонентный состав - кроме метана он содержит пропан, бутан и значительные объемы гелия. Территория представляет собой высокогорное

плато, покрытое темнохвойной тайгой .

Раздел 2 «Методика исследований» содержит семь подразделов.

Подраздел 2.1 «Характеристика комплекса ГИС в скважинах Кавыктинского месторождения». В комплекс геофизических исследований применяемых на Кавыктинском месторождении входят следующие виды каротажа: стандартный электрический (ПС, КС), боковой (БК) и микробоковой (МБК), радиоактивный РК (ГК, НГК), акустический (АК), кавернометрия, импульсный нейтро-нейтронный каротаж (ИННК); гамма-гамма каротаж (ГГК); термометрия. Стандартный каротаж проводился приборами КС в масштабах записи 2,5; 5,0 Ом м/см и кривой ПС в масштабах 12,5 мВ/см. Масштаб глубин 1:500 и 1:200.

Подраздел 2.2 «Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин». Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин (Нэф) в разрезах скважин, пробуренных на минерализованном растворе, осуществлялось по комплексу прямых качественных признаков и косвенных количественных критериев.

Подраздел 2.3 «Определение граничных фильтрационно-емкостных параметров». Для обоснования граничных значений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (или связанных с ними геофизических и иных петрофизических параметров) в практике подсчета запасов углеводородов используют два способа: статистический и корреляционный.

Подраздел 2.4 «Определение коэффициента пористости по данным комплекса ГИС». Массовыми геофизическими методами при исследовании отложений верхнеюрской подсвиты, отражающими емкостные свойства породы (пористость, глинистость) являются акустический каротаж, нейтронный гамма-каротаж, гамма-каротаж и гамма-гамма плотностной каротаж. Учитывая низкое качество метрологического обеспечения нейтронного гамма-каротажа, определение коэффициента пористости горных пород осуществлялось, в основном, по данным акустического и гамма-гамма плотностного каротажей.

Подраздел 2.5 «Определение глинистости по данным комплекса ГИС». Диаграммы метода ПС используются для определения глинистости в терригенных коллекторах с рассеяном в объёме породы глинистым материалом и в слоистых глинистых коллекторах. Петрофизической основой для оценки глинистости в коллекторе с рассеянной глинистостью является связь между относительной амплитудой $\alpha_{\text{ПС}}$ и параметром относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$, которая характеризуется снижением $\alpha_{\text{ПС}}$ с ростом $\eta_{\text{гл}}$.

Подраздел 2.6 «Определение коэффициента нефтегазонасыщения». Коэффициент нефтегазонасыщения представляет собой долю объёма пор, занятую нефтью и газом, и численно равен отношению объёма пор, занятых нефтью и газом к суммарному объёму пор

$$K_{\text{НГ}} = V_{\text{НГ}}/V_{\text{пор}} \quad . \quad (19)$$

Объём пор пород-коллекторов лишь частично заполнены нефтью и газом, поскольку часть этого объёма в гидрофильном коллекторе занимает остаточная вода. Содержание остаточной воды в коллекторе характеризуете коэффициентом остаточного водонасыщения $K_{\text{во}}$, или просто коэффициентом водонасыщения $K_{\text{в}}$, который равен отношению объёма пор, занятых водой ко всему объёму пор

$$K_{\text{в}} = V_{\text{в}}/V_{\text{пор}}. \quad (20)$$

Подраздел 2.6 «Корреляция разрезов». Корреляция разрезов скважин – это сопоставление геофизических кривых с целью выделения в скважинах комплексов одного возраста. Она является основой при изучении нефтегазоносных объектов. В зависимости от того, насколько качественно корреляция будет выполнена зависит в дальнейшем качество геологических моделей данных объектов, величина и распределение запасов углеводородов, объективность проектных решений на разработку объектов.

Раздел 3 «Результаты исследований». На Кавыктинском месторождении в скважинах № 62, 66 были проведены геофизические работы методами ГК, НГК и БК. Данными методами было определено сопротивление песчаных пластов – коллекторов, коэффициент пористости,

коэффициент нефтегазонасыщенности и характер насыщения. Также была определена эффективная толщина продуктивных пластов.

Показания в глинах отклоняются вправо, в песчаниках и известняках – влево. Чем выше глиносодержание пород тем более сильное отклонение вправо (исключение - полимиктовые песчаники даже при малой глинистости обладают значительной радиоактивностью и их показания ГК высокие).

Коллекторы выделяются по наименьшим показаниям гамма каротажа (отклонение кривой влево), соответствующим чистым неглинистым разностям пород. Следует учитывать, что плотные неглинистые породы (неколлекторы) также будут характеризоваться низкими значениями ГК.

Плотные породы с минимальным водородосодержанием и пористостью (плотные известняки, доломиты, карбонатизированные песчаники и алевролиты и др.) характеризуются высокими значениями показаний НГК (максимальная водонасыщенность). Глинистые породы имеют максимальные показания НГК, терригенные коллекторы - средние показания НГК.

Боковой каротаж успешно применяется в исследовании скважин, разрез которых представлен породами высокого сопротивления, с частым чередованием тонких пластов низкого и высокого сопротивления, а также скважин заполненных минерализованной промывочной жидкостью. Отклонение вправо на диаграмме БК означает плотные породы и нефтегазонасыщенные, а влево – глины и водоносные коллекторы.

В ходе изучения геофизического материала была проведена интерпретация данных ГИС, радиоактивных и электрических методов. Также были определены значения эффективной толщины ($H_{эф}$), сопротивление пласта, коэффициент пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности и характера насыщения, представленные в таблице на приложении Б.

В скважине №66 максимальная интенсивность по ГК напротив продуктивного пласта П1 наблюдается 16 мкР/ч, минимальная – 4 мкР/ч, максимальные значения по НГК – 6 усл.ед, минимальные – 1.7. Значения

сопротивления пласта – максимальное 800 ом м, минимальное -50 омм. Коэффициент пористости ($K_p^{прин}$) изменяется в пределах 8.8 – 14.0 %, коэффициент нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) от 84 до 89%. Характер насыщения – газ.

В скважине №62 максимальная интенсивность по ГК напротив продуктивного пласта П2 наблюдается 17 мкР/ч, минимальная – 8 мкР/ч, максимальные значения по НГК – 2 усл.ед, минимальные – 1.6. Значения сопротивления пласта – максимальное 400 ом м, минимальное -10 омм. Коэффициент пористости ($K_p^{прин}$) изменяется в пределах 10.8 – 13.3 %, коэффициент нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) от 67 до 73%. Характер насыщения – газ.

В скважине №66 максимальная интенсивность по ГК напротив продуктивного пласта П2 наблюдается 17 мкР/ч, минимальная – 7 мкР/ч, максимальные значения по НГК – 4 усл.ед, минимальные – 2. Значения сопротивления пласта – максимальное 1000 ом м, минимальное -40 омм. Коэффициент пористости ($K_p^{прин}$) изменяется в пределах 9.2 – 14.7 %, коэффициент нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) от 80 до 86%. Характер насыщения – газ.

Полученные значения литолого-петрофизических свойств пластов - коллекторов (П1, П2) парфеновского горизонта свидетельствует об их изменчивости как вертикальном, так и в латеральном направлении.

Заключение. В результате написания дипломной работы по данным интерпретации материалов ГИС в разрезе Кавыктинского месторождения были проанализированы газоносные пласты в отложениях парфеновского горизонтов, построена таблица значений пористости и нефтегазонасыщенности. Проанализирован комплекс ГИС, проведена корреляция разрезов по двум скважинам, представлена методика изучения литолого-петрофизических характеристик коллекторов.

Установлено, что газоносность парфеновского горизонта связана с

терригенными коллекторами. Продуктивные отложения парфеновского горизонта сложены песчаниками серыми и темно-серыми с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

Среднее значение коэффициента нефтенасыщенности ($K_{нг}$) для парфеновских песчаников П1 составило 87,0 %, а $K_{п} = 15,3\%$ и 10,2% в скв. 62 и 66 соответственно.

Среднее значение коэффициента нефтенасыщенности ($K_{нг}$) для парфеновских песчаников П2 составило 70 и 83,0 %, а $K_{п} = 11,7\%$ и 12,6% в скв. 62 и 66 соответственно.

Среднее значение пористости в газонасыщенном пласте П1 по ГГК составляет 12.2%, по АК равно 10,8%. Превышение значений пористости по ГГК над значениями по АК косвенно свидетельствуют о наличии в коллекторах трещинной емкости (1.4%).

Корреляция разреза по скважинам №№ 62 и 66 показала пространственную неоднородность в литолого-петрофизических свойствах исследуемых пластов. Установлено, что в северо-восточном направлении происходит увеличение мощности пластов-коллекторов парфеновского горизонта. Так, газонасыщенный пласта П1 имеет не значительное увеличение мощности с 23.8 до 24.5 м, в то же время газонасыщенный пласт П2 значительно увеличивает свою мощность с 11.2 м до 22.4 м.

При этом в скв №62 $K_{п}$ в пласте П1 = 15.3 %, а в пласте П2 = 11.7 %, в скв №66 $K_{п}$ в пласте П1 = 10.2 %, а в пласте П2 = 12.6 %, то есть изменяется по вертикали достаточно значительно на 3.6 % в пласте П1, и на 2.4% в пласте П2.

Изменения $K_{п}$ по латерали также имеют место при переходе от скв №62 к скв №66, так, наблюдается уменьшение $K_{п}$ пласта П1 на 5% с 15.3 % до 10.2 %. И в тоже время для пласта П2 наблюдается незначительное увеличение $K_{п}$ на 0.95 с 11.7% до 12.6%.

Таким образом, информация о характере пространственной изменчивости литолого-петрофизических петрофизических характеристик

разреза, полученная по данным ГИС, является необходимой на всех этапах жизни месторождений.