

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

**«Г е о л о г о - г е о ф и з и ч е с к а я х а р а к т е р и с т и к а
т е р р и г е н н ы х о т л о ж е н и й б о б р и к о в с к о г о
г о р и з о н т а н а А ф а н а с ь е в с к о м
м е с т о р о ж д е н и и »**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 403 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 05.03.01 «Геология»
профиль «Нефтегазовая геофизика»
Кузнецова Анатолия Михайловича

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 2022

ВВЕДЕНИЕ

Анализ текущего состояния сырьевой базы показывает, что доля трудно извлекаемых запасов нефти уже достигла 65%, а степень выработанности разведанных запасов 55%. **Актуальность** данной работы определяется тем, что для поддержания добычи нефти необходимо вовлекать в оборот открытые, разведанные месторождения. Одно из таких месторождений находится на Чернавском лицензионном участке, в пределах которого расположена Афанасьевская структура, на которой в свою очередь, в ходе написания ВКР будут определены геолого-геофизические характеристики терригенных отложений бобриковского горизонта. По полученным результатам можно будет судить о наличии или отсутствию нефти в исследуемой скважине №3 .

Целью выпускной квалификационной работы является определение коллекторских свойств бобриковских отложений нижнекаменноугольного возраста по скважине №3 на Афанасьевском месторождении.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Изучить геолого-геофизическую характеристику Афанасьевского месторождения;
2. Изучить комплекс методов ГИС, проводимых в скважине №3 на Афанасьевском месторождении;
3. Выделить пласты-коллекторы бобриковского возраста;
4. Определить коллекторские свойства: (Кгл, Кп, Кнг).

Структура выпускной квалификационной работы состоит из введения, трех разделов, заключения, списка использованных источников, приложения.

Основное содержание работы.

Первый раздел « Геолого-геофизическая характеристика района работ»

Афанасьевская площадь находится в Ивантеевском районе Саратовской области на границе с Самарской областью (рисунок 1). В региональном тектоническом отношении Афанасьевская структура расположена на юго-восточном склоне Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы.

Рельеф местности представляет степную равнину, расчлененную редкой овражно-балочной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25м до +161м. Территория не заболочена. Сейсмичность – до 6 баллов. Основной водной артерией является р. Волга, протекающая в 84 км в западном направлении.

Среднегодовая температура воздуха +5,2 °С. Средняя температура самого холодного месяца января составляет минус 12,1 °С, минимальная – до минус 46 °С. Средняя температура самого жаркого месяца июля составляет плюс 22,2 °С, максимальная – до плюс 43 °С. Среднегодовое количество осадков – 400 мм. Преобладающее направление ветров южное. Среднегодовая скорость ветра 3,6 м/с, с порывами до 25-29,5 м/с.

Толщина снежного покрова зависит от расчлененности рельефа. На выровненной поверхности толщина составляет 50-60 см. Становление относится к концу ноября, таяние заканчивается в середине апреля. Глубина промерзания грунта 1,6 м. Вечномерзлые породы отсутствуют. В геологическом строении Афанасьевской площади принимают участие породы девонской, каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

Площадь исследуемой территории в тектоническом отношении расположена на юго-восточном склоне Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы (рисунок 2).

Афанасьевская структура представляет собой антиклинальную складку неправильной формы. Структура выделена по следующим отражающим горизонтам:

-“пС1up” - отождествляемый с подошвой упинских отложений;

-“пС1al” - отождествляемый с подошвой алексинских отложений.

По отражающему горизонту пС1up структура имеет субширотное простирание, размеры по замкнутой изогипсе «-1630» м – 2,1x0,75 км, амплитуда – 15 м, площадь структуры – 1,2 км².

По отражающему горизонту пС1al конфигурация и размеры структуры изменяются. Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении и представлено в виде двухвершинной антиклинальной складки. Северо-восточная вершина – Афанасьевская и юго-западная – Западно-Афанасьевская. В единый объект структура объединяется по промежуточной изогипсе «-1525» м. Размеры ее составляют – 3,25x1,0 км, площадь -2,7 км², амплитуда – 20 м. Абсолютная отметка в своде Западно-Афанасьевской вершины – «-1515» м, размер Западно-Афанасьевской вершины – 1,37x0,53 км, амплитуда – 15 м, площадь - 0,6 км².

Жигулевско-Пугачевский свод, на котором находится площадь исследований, расположен на пути региональной миграции углеводородов из Бузулукской впадины.

Второй раздел «Методика исследования». В методике выполнения работы дается краткое описание геофизических методов ГИС, проводимых с целью определения пород-коллекторов.

Общие геофизические исследования скважин выполняются в масштабе 1:500 по всему стволу скважины, детальные исследования в масштабе 1:200 в перспективном интервале.

Методика непосредственной интерпретации данных ГИС включала в себя:

- *Выделение пластов-коллекторов в изучаемом разрезе по прямым качественным признакам, а именно:*

- a. Сужение диаметра ствола скважины, другими словами наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме, $d_{\text{СКВ}} < d_{\text{НОМ}}$.

- b. Характерные показания на диаграммах микрозондов, т.е. наличие положительного приращения. Удельное электрическое сопротивление пласта-коллектора, снятое с диаграммы микропотенциал зонда ркмпз больше, чем удельное электрическое сопротивление по диаграмме микроградиент зонда ркмгз. При этом значения $\rho_{\text{кмпз}}$ и $\rho_{\text{кмгз}}$ не высокие: до 6 Ом*м до 10 Ом*м в карбонатных породах.

- c. Наличие изменения удельного электрического сопротивления по радиусу скважины, устанавливаемое по данным разноглубинных установок электрического каротажа (например, БК и МБК), путем сопоставления удельного сопротивления породы ($\rho_{\text{п}}^{\text{БК}} >$ или $< \rho_{\text{п}}^{\text{МБК}}$).

- *Определение пористости методом нейтронного гамма каротажа.* Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа $K_{\text{п}}^{\text{НГК}}$ основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода $I_{\text{н\gamma}}$ от коэффициента пористости. Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (в нефти, 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 ($I_{\text{н\gamma}}$) – против пористых пластов (например глин) и *max* – против плотных. Зависимость $I_{\text{н\gamma}} = f(K_{\text{п}})$ близка к линейной в диапазоне измерения $K_{\text{п}}$ от 3-5 до 25-40% в полулогарифмической системе координат, при этом показания нейтронного метода даны в единицах $\Delta I_{\text{н\gamma}}$ – относительного разностного параметра для чистых известняков, полностью насыщенных водой. Вычисление относительного разностного параметра проводят по следующей формуле 1.

$$\Delta I_{\text{пг}} = (I_{\text{пг}} \text{ пл} - I_{\text{пг}} \text{ min}) / (I_{\text{пг}} \text{ max} - I_{\text{пг}} \text{ min}), \quad (1)$$

где $I_{\text{пг}} \text{ min}$ и $I_{\text{пг}} \text{ max}$ – интенсивности радиационного γ -излучения в двух опорных средах с известным высоким и низким водородосодержанием; $I_{\text{пг}} \text{ пл}$ – показания против изучаемого пласта.

Коэффициент пористости находится как абсцисса точки соответствующей кривой, ордината которой равна разностному параметру $\Delta I_{\text{пг}}$ исследуемого пласта, как показано на рисунке 4. Полученный описанным способом коэффициент пористости по данным НГК характеризует «кажущуюся» или «известняковую» пористость (водородосодержание породы) и совпадает с истинной в чистом от примесей известняке. Если в породе содержатся примеси других минеральных компонентов, то истинная пористость вычисляется в общем случае из соотношения в формуле 2.

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{\text{НГК}}_{\text{изв}} - \sum \Delta K_{\text{п}}^{\text{НГК}}_{\text{лит}} \cdot K_i, \quad (2)$$

где $\Delta K_{\text{п}}^{\text{НГК}}_{\text{лит}} \cdot K_i$ – эквивалентное изменение водородосодержания по сравнению с таковым для чистого известняка за счет присутствия i -ой примеси, K_i – объемное содержание этой же примеси. Для примеси глинистого материала в известняке, как видно из формулы 3.

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{\text{НГК}}_{\text{изв}} - \Delta K_{\text{п}}^{\text{НГК}}_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}, \quad (3)$$

где $\Delta K_{\text{п}}^{\text{НГК}}_{\text{гл}} = \omega_{\text{гл}}$ – водородосодержание глин (их «известняковая» пористость в предположении, что открытая пористость глин равна нулю), изменяющееся в пределах Саратовской области от 21-23% до 37-40%, должно уточняться в зависимости от территории и глубины залегания отложений.

- *Определение глинистости коллектора по данным гамма каротажа.* Определение величины глинистости необходимо при интерпретации данных электрических, нейтронных и акустических методов исследования скважин, так как содержание в породе глинистых материалов определяет в значительной мере эффективную пористость, проницаемость, способность к набуханию коллектора. Возможность использования данных ГК для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их

радиоактивностью $q = f(C_{\text{гл}})$. 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 $I_{\gamma \text{ min}}$ (опорный пласт 1 – пласт с нулевой глинистостью) и максимальными $I_{\gamma \text{ max}}$ (опорный пласт 2 – пласт глин) показаниями на диаграмме гамма-каротажа.

Для каждого исследуемого пласта вычисляют разностный параметр ΔI_γ по формуле 4.

$$\Delta I_\gamma = \frac{I_\gamma - I_{\gamma \text{ min}}}{I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}}}. \quad (4)$$

Применение разностного параметра ΔI_γ позволяет исключить влияние индивидуальных особенностей радиометрической аппаратуры, снижает требования к точности измерений и при правильности выбора опорного горизонта глин исключает влияние измерений радиоактивности глин по площади на характер зависимости, выраженной в формуле 5.

$$\Delta I_\gamma = f(C_{\text{гл}}). \quad (5)$$

При количественной оценке глинистости пород по данным ГК используется зависимость из формулы 6.

$$C_{\text{гл}} = f(K \Delta I_\gamma), \quad (6)$$

где $\Delta I_\gamma = 1$, $C_{\text{гл}} \text{ ГК} = 0,6$, т.е. $K=0,6$ где K – коэффициент учитывающий, что содержание пелитовой фракции даже в чистых глинах обычно не равно 100%,

Величина K принимается равной содержанию пелитовой фракции в опорном пласте глин, выраженному в долях единицы. Так, при $C_{\text{гл.оп}}$ глинистого пласта, равном 90 %, $K = 0,9$, при $C_{\text{гл.оп}}$ равное 80%, $K = 0,8$ и т.д. При отсутствии керновых данных величину K принимают равной 0,7 (т.к. глинистость глинистых пластов изменяется в пределах 0,6 – 0,8).

Зависимость относительной интенсивности естественного гамма-излучения ΔI_γ от глинистости горных пород $S_{гг}$ для ближнего Правобережья в первом приближении принята, как видно из формулы 7.

$$S_{гг} = 0.6 \cdot \Delta i_\gamma. \quad (7)$$

• O

пределение нефтегазонасыщенности коллектора.

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.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) по удельному сопротивлению породы ($\rho_{п}$) основано на связях между параметром насыщения (P_n) и коэффициентом водонасыщения (K_v , $K_{во}$). Эти связи выражаются уравнениями Арчи.

При достоверности петрофизических зависимостей и надежности определения удельного электрического сопротивления, коэффициент водонасыщенности вычисляется по формуле 8:

$$K_v = \sqrt[n]{b \cdot \frac{\rho_{вп}}{\rho_{п}}} = \sqrt[n]{b \cdot P_n \frac{\rho_{вп}}{\rho_{п}}} = \sqrt[n]{a \cdot b \cdot K_n^{-m} \frac{\rho_{вп}}{\rho_{п}}}. \quad (8)$$

Третий раздел «Результаты исследований». В процессе написания выпускной квалификационной работы были использованы материалы по Афанасьевскому месторождению. Согласно по выше описанной методике по прямым качественным признакам, а именно по сужению диаметра скважины, отрицательным аномалиям на кривых ПС и положительному приращению были выделены два пласта-коллектора - бобриковского возраста (см. приложение В).

Согласно комплексу ГИС кровля бобриковского горизонта располагается на глубине 1395.2м, а его подошва – 1416.2 м. Таким образом, общая мощность отложений составляет 21м. Для исследования были взяты интервалы 1398,7-1401,8м и 1409,0-1411,8м, представленные в приложении Б.

В скважине 3 для определения коэффициента глинистости были использованы данные ГК. Интервалы опорных пластов глин (1403-1406,2м) и известняков (1416,1-1432м). Значения гамма-интенсивности снятые в опорных пластах глин равны 23мкР/ч и 0,8 мкР/ч в известняках. Снятые с диаграммы ГК значения интенсивности исследуемых пластов равны $I_1^Y = 1,7$ и $I_2^Y = 1,7$. В соответствии с этим по вышеописанной методике были посчитаны разностные параметры по формуле 16. Для первого пласта $\Delta I_1^Y = 0,04$, а для второго пласта $\Delta I_2^Y = 0,04$. Исходя из полученных данных, используя зависимость, представленную в формуле 17, получаем, что $C_{гг1} = 0,04 * 0,6 = 0,024$ или 2.4%, а $C_{гг2} = 0,04 * 0,6 = 0,024$ или 2.4%.

На данной территории каротажем пористости являлся метод НГК.

Значения интенсивности нейтронного гамма-излучения снятые в опорных глин равны 1мкР/ч и 3,2 мкР/ч в известняках. Снятые с диаграммы НГК значения интенсивности исследуемых пластов равны $I_1^{n\gamma} = 1,6$ и $I_2^{n\gamma} = 1,4$.

В соответствии с этим, согласно вышеописанной методике, были посчитаны разностные параметры по формуле 2. Для первого пласта $\Delta I_1^{n\gamma} = 0,27$, а для второго пласта $\Delta I_2^{n\gamma} = 0,18$. Для расчёта коэффициента пористости использовалась палетка, представленная на рисунке 4. Таким образом, значения коэффициентов пористости равны 16% и 21%.

Полученный коэффициент пористости по данным НГК характеризует «кажущуюся» или «известняковую» пористость. Для определения истинного значения используем формулу 3 и получаем, что $K_{п1} = 0,16 - 0,3 * 0,024 = 0,15 = 15\%$ и $K_{п2} = 0,21 - 0,3 * 0,024 = 0,20 = 20\%$.

Определения коэффициента нефтегазонасыщения проводилось на основе данных индукционного каротажа. Значения, снятые с диаграмм ИК равны 10 и

22 Ом*м. Используя палетку, представленную на рисунке 9, мы находим зависимость параметра пористости от коэффициента пористости. И получаем, что для первого пласта параметр пористости равен 35, а для второго 18. Удельное сопротивление пластовой воды, опираясь на рисунок 8, составляет 0,033 Ом*м. Принимая константы а и b =1, а показатель степени n = 2, по формуле 27 мы находим коэффициент водонасыщения.

$$K_B = \sqrt{P_{\Pi} \cdot \rho_B / \rho_{\Pi}} \quad (27)$$

Таким образом, получаем, что $K_{B1} = 0,3$ или 30%, а $K_{B2} = 0,16$ или 16%

Зная, что $K_{НГ}$ вычисляется по формуле 28,

$$K_{НГ} = (1 - K_B) * 100\% \quad (28)$$

получаем, что $K_{НГ1} = 70\%$, то есть коллектор нефтенасыщенный, а $K_{НГ2} = 84\%$ - коллектор тоже является нефтенасыщенным.

Заключение. В ходе бакалаврской работы были проанализированы геолого-геофизические характеристики бобриковского горизонта на Афанасьевском месторождении. Была изучена площадь Афанасьевского месторождения, дана тектоническая привязка. Была изучена методика получения коллекторских свойств ($K_{п}$, $K_{гл}$, $K_{нг}$). Отражено получение таких характеристик как коэффициент глинистости по данным метода ГК, пористости, а именно по методу нейтронного гамма каротажа.

Весь выполненный комплекс исследований в скважине №3 использовавшийся на территории Афанасьевского месторождения детально охарактеризован.

Данный комплекс ГИС позволил решить основные задачи:

- выделить пласты-коллекторы бобриковского возраста ;
- определить эффективную мощность коллекторов;
- определить коэффициенты пористости;
- определить $K_{нг}$, оба коллекторы нефтенасыщенные

Исходя из вышесказанного, можно сказать, что исследуемые пласты являются коллекторами. Результат исследования, удовлетворяет поставленную цель.