

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

Кафедра геофизики

**«Закономерности вертикального и латерального распределения
петрофизических характеристик бобриковских коллекторов
Афанасьевского месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 4 курса 403 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 05.03.01 «Геология»
профиль «Нефтегазовая геофизика»
Мартыненко Ксении Александровны

Научный руководитель
К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В.Калинникова

Зав. кафедрой
К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Актуальность информации о закономерностях вертикального и латерального распределения петрофизических свойств пород-коллекторов возрастает из года в год, так как она необходима для установления перспектив дальнейшего развития нефтегазовых месторождений, корректировки режима и способа эксплуатации добывающих скважин, а также упрощения последующей интерпретации новых скважинных и площадных данных о геологическом строении территории.

Целью выпускной квалификационной работы является определение коллекторских свойств бобриковских отложений нижнекаменноугольного возраста и изучение закономерностей вертикального и латерального распределения петрофизических характеристик бобриковских отложений по скважинам №1, 2 Афанасьевского месторождения.

Для достижения данной цели были поставлены следующие **задачи**:

- изучить геолого-геофизической характеристики Афанасьевского месторождения;
- охарактеризовать и изучить комплекс методов ГИС, проводимых в скважинах Афанасьевского месторождения;
- выделить пласты-коллекторы;
- дать оценку подсчетных параметров;
- провести корреляцию разрезов по скважинам №1,2 Афанасьевского месторождения.

Материал для выпускной квалификационной работы автор получил, работая в компании «Газпром» ООО «Газпром недра» ПФ «Приволжскгазгеофизика» в городе Саратове.

В структуру выпускной квалификационной работы входят три основных раздела:

- 1 Геолого-геофизическая характеристика исследуемой территории;
- 2 Методика исследования;
- 3 Результаты исследований.

Основное содержание работы.

Первый раздел «Геолого-геофизическая характеристика исследуемой территории». В геолого-геофизической характеристике района работ приводятся общие сведения о территории исследования. В административном отношении Афанасьевская структура расположена на территории Ивантеевского района Саратовской области в пределах Чернавского лицензионного участка (ЛУ).

Исследуемая территория расположена на юго-восточном склоне Жигулевского свода Волго-Уральской антеклизы. Согласно нефтегеологическому районированию структура находится в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Афанасьевская структура представляет собой антиклинальную складку неправильной формы. В её геологическом строении принимают участие породы каменноугольной, пермской, неогеновой и четвертичной систем.

Для данной структуры прогнозируются залежи нефти и растворенного газа в терригенных коллекторах бобриковского горизонта.

Пласт C_{1bb} залегает в кровле бобриковского горизонта, представлен терригенными породами. Песчаниками серыми, кварцевыми, мелко-среднезернистыми, средней крепости. Покрышкой являются глины тульского горизонта.

По морфологии ловушки залежь классифицируется как пластовая сводовая. Размеры залежи – 1,37х0,53км, высота – 15м, площадь – 0,6 км².

Второй раздел «Методика исследования». В методике выполнения работы дается краткое описание геофизических методов ГИС, проводимых с целью изучения геологического разреза, определения параметров, необходимых для подсчёта запасов УВ, контроля технического состояния скважины, отбора проб пластовых флюидов и определения пластовых давлений.

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:*

- а. Сужение диаметра ствола скважины, другими словами наличие глинистой корки, отмечаемое на кавернограмме, $d_{\text{скв}} < d_{\text{ном}}$.

- б. 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.

- с. 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 $I_{\text{ны}}$ 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 ($I_{\text{ны}}$) – против пористых пластов (например глин) и max – против плотных. Зависимость $I_{\text{ны}} = f(K_{\text{п}})$ 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.

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

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

Коэффициент пористости находится как абсцисса точки соответствующей кривой, ордината которой равна разностному параметру $\Delta I_{\text{н}\gamma}$ 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 принимают пласты с минимальными $I_{\gamma \min}$ (опорный пласт 1 – пласт с нулевой глинистостью) и максимальными $I_{\gamma \max}$ (опорный пласт 2 – пласт глин) показаниями на диаграмме гамма-каротажа.

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

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

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 $C_{\text{гл}}$ для ближнего Правобережья в первом приближении принята, как видно из формулы 7.

$$C_{\text{гл}} = 0.6 \cdot \Delta i_\gamma. \quad (7)$$

- *Определение 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 $K_{\text{во}}$, или просто коэффициентом водонасыщения $K_{\text{в}}$, который равен отношению объема пор, занимаемых водой, ко всему объему пор.

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

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

$$K_{\text{в}} = \sqrt[n]{b \cdot \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{п}}}} = \sqrt[n]{b \cdot P_{\text{п}} \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{п}}}} = \sqrt[n]{a \cdot b \cdot K_{\text{н}}^{-m} \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{п}}}}. \quad (8)$$

5 *Корреляцию разрезов.* Корреляция разрезов скважин – это сопоставление ГЕОФИЗИЧЕСКИХ кривых с целью выделения в скважинах комплексов одного возраста. Используя данные геофизических диаграмм, полученных в разных скважинах, можно не только составить их литологический разрез, выделить и дать промышленную оценку коллекторов, но и путем их

корреляции, провести все геологические построения, начиная с геологических профилей и заканчивая эффективной мощностью продуктивного коллектора.

Для этого на диаграммах одного и того же метода по различным скважинам, расположенным в определенной последовательности, отвечающей порядку размещения скважин по профилям на месторождении или разведочной площади, выделяют геофизические реперы, характеризующие в разрезе пласты, наиболее выдержанные на изучаемой территории. Диаграммы располагают на большом листе с учетом альтитуды каждой скважины, но без учета расстояний между скважинами, располагая их так, чтобы подошва или кровля основного репера в различных скважинах оказалась на одной горизонтальной линии. По каждой скважине рядом с диаграммой часто размещают литологическую колонку, составленную по данным ГИС, на которой нанесены основные стратиграфические границы и обозначены все реперы. В конце проводится линия, соединяющая границы соответствующих реперов, - стратиграфических и литологических. В случае, когда репер или пласт не прослеживается в разрезе отдельной скважины на профиле, при подходе к этой скважине данный репер или пласт выклинивают.

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-коллектор - бобриковского возраста.

Согласно комплексу ГИС кровля бобриковского горизонта располагается на глубине 1687,0м, а его подошва – 1710,8м. Таким образом, общая мощность отложений составляет 23,8м. Для исследования были взяты интервалы 1688,8-1690,4м и 1695,2-1698,8м. Для расчета фильтрационно-емкостных свойств были определены опорные пласты глин (1090-1110м) и плотных песчаников (1200-1280м).

В скважине 1 для определения коэффициента глинистости были использованы данные ГК. Значения гамма-интенсивности снятые в опорных пластах равны 16мкР/ч и 1 мкР/ч. Исходя из полученных данных получаем, что $C_{г\text{л}1} = 0,12 * 0,6 = 0,07$ или 7%, а $C_{г\text{л}2} = 0,09 * 0,6 = 0,05$ или 5%.

На данной территории каротажом пористости являлся метод НГК. Снятые с диаграммы НГК значения интенсивности исследуемых пластов равны $I_1^{ny} = 4$ и $I_2^{ny} = 4,4$. Для расчёта коэффициента пористости использовалась соответствующая палетка и значения коэффициентов пористости равны 20% и 18%. Для определения истинного значения вводим поправку за глинистость и получаем, что $K_{п1} = 0,2 - 0,3 * 0,07 = 0,18 = 18\%$ и $K_{п2} = 0,18 - 0,3 * 0,05 = 0,16 = 16\%$.

Определение коэффициента нефтегазонасыщения проводилось на основе данных индукционного каротажа. Значения, снятые с диаграмм ИК равны 17 и 2 Ом*м. Используя известную зависимость $R_p = f(K_p)$ мы находим параметр пористости. Удельное сопротивление пластовой воды для данного региона составляет 0,033 Ом*м. Таким образом, получаем, что $K_{в1} = 0,2$ или 20%, а $K_{в2} = 0,72$ или 72%. Зная, что $K_{нг}$ вычисляется по формуле 27, получаем, что $K_{нг1} = 80\%$, то есть коллектор нефтенасыщенный, а $K_{нг2} = 18\%$ - коллектор водонасыщенный.

Согласно данным, полученным в результате глубокого бурения скважины №2 для исследования были взяты интервалы 1696,7-1700м и 1705,8-1708,2м. Фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения пластов – коллекторов по скважине №2 определялся по алгоритму аналогично скв №1.

В результате установлено, что выделенные пласты-коллекторы не значительно различаются по своим геофизическим (ΔI_γ , апс) и геологическим (K_p , $K_{г\text{л}}$,) свойствам по вертикали, что свидетельствует об однородности их литологического состава. Вместе с тем, расхождение наблюдается в значениях сопротивления (r_p), что в дальнейшем показывает различный характер насыщения верхней и нижней частей пластов. В кровле пласт

нефтенасыщенный, в подошве – водонасыщенный как в скв №1, так и в скв №2.

В соответствии с задачей исследования по вышеописанной методике была проведена корреляция исследуемого пласта – коллектора бобриковского возраста по скважинам №1 и №2. Опорным репером выступал пласт тульских карбонатных пород.

Учитывая почти меридиональное расположение скважин № 1, 2 можно заключить, что в северо-восточном направлении происходит увеличение мощности с 1.6 м до 3.3 м нефтенасыщенного пласта и сокращение мощности второго водонасыщенного пласта коллектора с 3.6 до 2.4 м., залегающего на глубине 1695.2 в скв №1 и на 1705.8 в скв №2. Вместе с тем с юга на северо-восток пористость первого пласта уменьшается на 3%, а второго пласта, напротив увеличивается на 3%. Глинистость по площади меняется незначительно в пределах 3%. Все это свидетельствует о том, что петрофизические характеристики бобриковских коллекторов Афанасьевского месторождения изменяются незначительно и выдержаны как по вертикали, так и по латерали.

Заключение. В результате проведения данной работы было установлено, что на территории Афанасьевского месторождения коллекторами являются отложения бобриковского возраста.

Были установлены неоднородности разреза, что нашло отражение в геофизических параметрах, на основании которых выделены фильтрационно-емкостные свойства пластов. После определения коэффициентов нефтегазонасыщения по выделенным интервалам коллекторов, проведена корреляция разреза по скважинам № 1,2 Афанасьевского месторождения и даны предварительные оценки качества коллектора. Следует отметить, что имеющийся комплекс ГИС по скважинам № 1,2 Афанасьевского месторождения позволяет выявить тенденцию изменения геолого-геофизических параметров, как по вертикали, так и по латерали.