

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

Кафедра геофизики

**Литологическое расчленение разреза скважин, расположенных в
северо-западной части Бузулукской впадины по данным комплекса ГИС**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направления 05.04.01 геология
профиль «Геофизика при поиске нефтегазовых месторождений»
геологического факультета
Фомина Руслана Юрьевича

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Головин Б.А.

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Актуальность литологического расчленения разрезов скважин определяется тем, что при бурении каждой скважины необходимо изучить ее геологический разрез: определить последовательность залегания и литолого-петрографическую характеристику горных пород, выявить наличие в них полезных ископаемых и оценить их содержание. Для этого в процессе бурения отбирают керн и шлам. Однако получаемые образцы пород не дают полного представления о геологическом разрезе. При отборе керна свойство породы и насыщающей ее жидкости несколько изменяются. Часть образцов во время разбуривания или последующего перемещения разрушается и не выносится на поверхность (неполный вынос керна). Процент выноса керна из наиболее интересующих нас пористых пластов часто бывает очень малым. Это затрудняет оценку пород, пересеченных скважиной, по керну. К тому же, одним из наиболее явных недостатков керна – это слабая привязка его по глубине, что часто не позволяет определить глубину залегания продуктивных пластов и точно скоррелировать разрезы скважин.

Геофизические исследования скважин (ГИС) выполняются широким комплексом, включающим электрические, магнитные, радиоактивные, термические, механические и физико-химические методы для решения таких задач общего характера как: литологическое расчленение горных пород, слагающих разрезы скважин; определение глубин их залегания и мощностей; выделение коллекторов; выявление полезных ископаемых и изучение особенностей их распространения по площади района; изучение структуры геологических объектов и характера их фациальной изменчивости; выделение реперов для корреляции разрезов скважин и последующее изучение строения месторождения по данным обобщающей интерпретации результатов геофизических исследований.

Целью работы являлось проведение литологического расчленения разреза нефтегазовой скважины по данным комплекса ГИС и определения коллекторских свойств продуктивных пластов на примере комплекса ГИС по двум скважинам, расположенных в северо-западной части Бузулукской впадины (месторождение «Лунное» Самарская область).

Задачи:

- изучить геолого-геофизическую характеристику месторождения «Лунное» Самарской области;
- дать описание комплексов ГИС, применяемых в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах;
- изучить методику литологического расчленения разреза по комплексу ГИС;
- провести комплексную интерпретацию диаграмм комплекса ГИС на примере скважин №1 и № 99 месторождения «Лунное» Самарской области

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы мной были использованы материалы, собранные при прохождении преддипломной практики.

Данная работа включает введение, 3 раздела:

Раздел 1: Геолого-геофизическая характеристика территории исследования;

Раздел 2: Методика исследования;

Раздел 3: Результаты исследования;

А также заключение и список используемых источников. Общий объем работы составляет 60 страниц.

Основное содержание работы. Раздел 1 посвящен геолого-геофизической характеристике изучаемой территории. Состоящий из 4 подраздела.

Подраздел 1.1 Общие сведения о территории исследования. В административном отношении Лунное месторождение расположено на территории Богатовского, Алексеевского, Борского и Нефтегорского административного района Самарской области, в 80 км к юго-востоку от областного центра г. Самара и в 4 км севернее районного центра г. Нефтегорск.

Подраздел 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» дано стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. Представлен отложениями четвертичной, неогеновой, пермской,

каменноугольной и девонской систем, залегающими на поверхности кристаллического фундамента.

В подразделе 1.3 «Тектоника» дается описание тектонического строения месторождения Лунного, которое приурочено к крупному тектоническому элементу Заволжья – Кулешовской тектонической зоне, прослеживаемой в северо-западной части Бузулукской впадины, вблизи ее сочленения с Жигулевско-Пугачевским сводом.

Одной из особенностей геологического строения изучаемой части Бузулукской впадины является интенсивная расчлененность отложений фундамента. Предполагается, что эта зона является отражением крупного тектонического разлома кристаллического фундамента, представляющего собой разветвленную сеть тектонических нарушений различной протяженности, преимущественно, субширотной ориентации. К одному из этих ответвлений приурочен Кулешовский вал, протягивающийся с запада на восток на расстояние около 60 км и осложненный на западе целой серией таких локальных структур, как Рассветская, Горбатовская, Тверская, Парфеновская, Бариновско-Лебяжинская и Утевская.

В подразделе 1.4 «Нефтегазоносность» Лунное месторождение относится к числу крупнейших в Самарской области. Геологический разрез месторождения сложен отложениями девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возрастов общей толщиной 3700 м. Изученность бурением отдельных частей Лунного месторождения неравномерна. Сравнительно слабо изучена самая нижняя часть разреза - среднего и верхнего девона, где выявлены промышленные залежи нефти в пласте DIV – на Западном куполе, в пласте Dk – на Отрожском поднятии.

Промышленные залежи нефти были открыты на Западном куполе в пластах Б2 бобриковского горизонта, а также в пластах O1+O2, O3, O4, O5 окского надгоризонта. Кроме того, залежь открыта на Корнеевском поднятии в пласте O2. В пласте В1 турнейского яруса и Б2 бобриковского горизонта по материалам ГИС выделяются нефтенасыщенные интервалы на Благодаровском поднятии.

Раздел 2 «Методика исследования» включает в себя 3 подразделов.

Подраздел 2.1 даёт общую информацию о методах ГИС проводимых в различных типов скважин.

Геофизические методы позволяют охарактеризовать разрезы скважин комплексом физических характеристик, таких как, удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, электрохимическая активность, теплопроводность изучаемых сред, скорость распространения упругих волн в них и т.п.

Подраздел 2.2 «Литологическое расчленение разреза по комплексу ГИС» были описаны основные предпосылки для выделения коллекторов по геофизическим данным.

Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками. Они характеризуются определенным комплексом физических свойств -пористостью, проницаемостью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и др.

Исследования разрезов скважин по материалам ГИС базируются на различии физических свойств пород. Методика литологического расчленения наиболее типичных разрезов – терригенного и карбонатного – имеет некоторые различия.

В подразделе 2.3 «Комплексная интерпретация данных ГИС» описана методика выделения коллекторов по перечню методов.

Эффективную мощность продуктивных коллекторов в отдельных скважинах месторождения определяют по данным промыслово-геофизических исследований с учетом материалов наблюдений за процессом бурения скважины, результатов испытания отдельных интервалов разреза в необсаженном стволе скважины и о колонне.

Для оценки эффективной мощности продуктивных коллекторов необходимо выполнить следующие операции: 1) выделить коллектор; 2) установить характер насыщения коллектора; 3) найти эффективную мощность пластов-коллекторов.

Выделение пластов коллекторов на диаграммах ГИС. Коллектором нефти и газа называют породу, содержащую в пустотном пространстве флюиды (нефть, газ, воду), способную принимать и отдавать их при разработке месторождений. Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. Коллекторы по упрощенной классификации делятся на терригенные и карбонатные. Прямыми качественными признаками терригенного и карбонатного коллектора являются:

- 1) Наличие глинистой корки устанавливается по кавернограмме (диаграмма DS или MDS)
- 2) Наличие показаний так называемого «положительного приращения» потенциал-микрозонда $p_k^{МПЗ}$ над показаниями градиент-микрозонда $p_k^{МГЗ}$ (при невысоких значениях $p_k^{МПЗ}$ и $p_k^{МГЗ}$) устанавливаются в интервалах, где наблюдается сужение диаметра скважины по каверномеру (диаграммы DS), путем снятия отсчетов кажущегося электрического сопротивления с диаграмм микрозондов и их сопоставления.
- 3) Наличие радиального градиента устанавливается сравнением показаний однотипных зондов с различным радиусом исследования, например, двух разноглубинных экранированных зондов.

Определение пористости коллекторов. Пористость является одним из важнейших свойств пород-коллекторов. Она характеризует способность породы вмещать флюиды в пустотах (межзерновых пор, трещин, каверн и др.). Пористость отражает емкостные свойства породы и характеризуется коэффициентом пористости K_p . Коэффициент пористости численно равен отношению объема пор к объему породы. Определение K_p по данным ГИС основано на различии в физических свойствах скелета породы и пластовой жидкости.

Определение K_p по данным акустического каротажа (АК). Данный каротаж выполняется как в необсаженных скважинах, заполненных жидкостью, так и в обсаженных скважинах, как показано на рисунке 4.

Определение K_n по данным АК основано на различии скорости распространения упругой волны (V_p или V_s) в скелете породы и в заполняющем пустотное пространство флюиде. Скорость распространения упругих продольных волн V_p в горных породах зависит от минерального состава и структуры. Основным параметром, который регистрируется аппаратурой, является интервальное время пробега продольной волны ΔT_p , выраженное в мкс/м.

Определение коэффициента пористости (K_p) по данным нейтронного гамма-каротажа (НГК). Показания при нейтронном каротаже обусловлены эффектами взаимодействия потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Исследования ведутся при помощи глубинного прибора, содержащего источник и индикатор нейтронов. Нейтроны не имеют электрического заряда, не ионизируют среду и не теряют энергии при взаимодействии с электрическими зарядами электронов и ядер. Этим объясняется высокая проникающая способность нейтрона. Масса нейтрона близка к массе протона ($1,66 \cdot 10^{-24}$ г), нейтрон - частица с массовым числом равным единице и с зарядом, равным нулю.

Единственный фактор, влияющий на движение нейтронов - их столкновение с ядрами атомов, которое проявляется в виде рассеяния нейтронов и захвата их ядрами атомов. В результате рассеяния происходит уменьшение энергии нейтрона и изменение направления его движения.

На диаграммах гамма-каротажа выявляются пласты с разной степенью радиоактивности. Максимумами выделяются породы, содержащие уран, радий, торий, калий-40 и другие радиоактивные элементы, а также граниты и глины. Минимумами - песчаные и карбонатные породы. Возможность использования данных гамма-каротажа для количественной оценки глинистости основывается на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью. С повышением глинистости радиоактивность пород увеличивается.

В породах-коллекторах часть объема пор может быть насыщена

нефтью или газом. Поскольку нефть и газ практически не проводят электрический ток, удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы $\rho_{\text{нп}}$ возрастает в $R_{\text{н}}$ раз по сравнению с ее удельным сопротивлением при полной водонасыщенности $\rho_{\text{вп}}$ выражается по формуле 6:

$$R_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}} = R_{\text{н}} \rho_{\text{вп}}, \quad (6)$$

где, $R_{\text{н}}$ – параметр насыщения.

При определении коэффициента нефтегазонасыщения коллектора используется весь комплекс методов, включающий методы определения сопротивления неизменной части коллектора ($\rho_{\text{нп}}$). методы пористости для определения по ней параметра пористости ($P_{\text{п}}$) и методы, позволяющие получить информацию об удельном сопротивлении пластовой воды.

В разделе 3 «результаты исследования» данные, взятые из двух скважин, расположенных в северо-западной части Бузулукской впадины (месторождение «Лунное» Самарская область).

Исходными данными для литологического разреза и проведения комплекса ГИС для определения коллекторских свойств продуктивных пластов являлись две скважины, расположенные в северо-западной части Бузулукской впадины (месторождение «Лунное» Самарская область).

Анализ проводился в нескольких интервалах, на двух скважинах №1 и №2 месторождения Лунного.

Первым участком интерпретации является интервал 1052-1074м на скважине №1, представленный на рисунке 7. Данный участок относится к верхнему карбону, породы представлены переслаиванием доломитов и ангидритов с малым содержанием глини (аргиллита).

Диаграмма ДС (зеленая линия), показывает степень кавернозности пласта, чем прямее линия, тем плотнее пласт и, следовательно, в нем не происходило размыва, а поскольку размыва не было, то этот пласт плотный. Пористость в данном случае определялась по методам АК, НГК, описанным выше, и колеблется от 9,6-17,9%, среднеарифметическое значение 12,95%.

Глинистость ($K_{\text{гл}}$) в данном случае тесно связана с показателем ПС, так

как ПС имеет высокие значения, то присутствие глин подтверждено, но так как значения Кгл малы, что показано на рисунке, это означает малое содержание глин, что показано значениями геолого-геофизической характеристикой пластов от 2,6-4,3%.

Нефтеносность подтверждена в трёх интервалах 1055,1-1056; 1058,5-1056; 1067-1068,4. Четвертый же интервал относится к водонефтенасыщенным. Результаты определения Кп, Кгл, Кнг представлены в таблице 5

Второй участок интерпретации - интервал 1772-1850м, по стратиграфии интервал относится к верейскому горизонту, а также башкирскому ярусу, представленный на рисунке 8.

Кривая ДС (зеленая линия) в данном интервале показана более-менее ровной, лишь в некоторых участках, а именно в месте смены породы, становится менее ровной, что говорит нам о присутствии каверн. Пористость определялась по методам АК, НГК, как следует из таблицы 6.

Принятой пористостью является найденная по НГК ($K_p^{НГК}$) и колеблется от 9,4 до 18,2%. Кпр в данном случае имеет высокие значения, что говорит о высокой способности пропускать через себя жидкости, за счет перепада давления. Среднеарифметическое значение 12,38ед. Значение Кгл тесно связано с показателем ПС, так как ПС имеет высокие значения, это означает что пласт состоит из аргиллита, и лишь в прослоях песчаника показание ПС уменьшаются. Кнг подтвержден в четырех интервалах 1772,9-1774,5; 1778,7-1780,1; 1788,5-1789,8; 1835,9-1837,9.

Переходим к рассмотрению скважины №2 месторождения Лунного. Интервал 1860-1896м, относится к башкирскому ярусу, породы представлены переходом из аргиллитов с прослоями песчаников в известняки с примесью аргиллита.

Диаграмма ДС (зеленая линия), показывает степень кавернозности пласта, чем прямее линия, тем плотнее пласт и, следовательно, в нем не происходило размыва, в нашем случае кавернозность проявляется в начале интервала в виде аргиллита и песчаника, дальше уже кавернозность

отсутствует. Показатель ГК зависит от радиоактивности, высокий показатель гамма-каротажа относится к глинистым породам, а низкие показания к неглинистым, в нашем случае к известнякам. Пористость колеблется от 0,11-0,19ед., среднеарифметическое 0,15ед. Кпр имеет средние значения, что говорит об не высокой способности пропускать через себя жидкости, за счет перепада давления. Среднеарифметическое значение 17,5ед. Кгл в нашем случае тесно связано с показателем ПС, так как ПС имеет достаточно высокие значения, в нашем случае пласт состоит из известняка и аргиллита. Кн подтвержден в интервалах: 1873-1875; 1875-1876,5; 1876,5-1878м. Дальше по интервалу уже идет водонефтенасыщенная зона, выделяется она пониженными значениями Кн по сравнению с зоной нефтености, как показано на рисунке 9.

Следующий анализируемый интервал 2192-2241м, относится к окскому надгоризонту, здесь прослеживаются пласты О1+О2, О3 и О4, пласты состоят из доломита с примесью глин и переслаиванием с ангидритами.

Кривая ДС, показывает степень кавернозности пласта, чем прямее линия, тем плотнее пласт и, следовательно, в нем не происходило размыва. На всем протяжении интервала кавернозность отсутствует. Показатель ГК зависит от радиоактивности, высокий показатель гамма-каротажа относится к глинистым породам, а низкие показания к неглинистым. В нашем случае в доломитах присутствует аргиллит, поэтому значения ГК очень сильно разнятся, есть и пиковые значения, но в области, где происходит смена пород с доломита на ангидрит уменьшается показатели ГК. Пористость определяется методами АК, ГК и НГК, принятая пористость колеблется от 0,06 до 0,12 ед., среднеарифметическое 0,085ед. Кпр имеет средние значения, что говорит об не высокой способности пропускать через себя жидкости, за счет перепада давления. Среднеарифметическое значение 3,44ед. Кгл в данном случае тесно связано с показателем ГК, так как высокая радиоактивность присущая глинам, а в нашем случае в доломите присутствует аргиллит. Кнг подтвержден в пластах О1+О2 (2187,7-2207,9), О3(2209-2224), О4(2235-2242), как показано на рисунке 10.

Анализируемый пласт В1+В2, турнейского яруса, состоит из известняка с примесью аргиллита. Показатель ДС, показывает степень кавернозности пласта, чем прямее линия, тем плотнее пласт и, следовательно, в нем не происходило размыва, в данном пласте наблюдается небольшая кавернозность, но в целом пласт прочный, состоит из известняка с примесей аргиллита. Показатель ГК зависит от радиоактивности, высокий показатель гамма-каротажа относится к глинистым породам, а низкие показания к неглинистым, в нашем случае к известнякам. Пористость колеблется от 0,06-0,12ед., среднеарифметическое 0,84ед. Кпр имеет средние значения, что говорит об не высокой способности пропускать через себя жидкости, за счет перепадов давления, среднеарифметическое значение пористости равно 1,45ед. Кгл в нашем случае тесно связано с показателем ГК, так как ГК имеет средние значения, в нашем случае пласт состоит преимущественно из известняка с примесью аргиллита.

Заключение. В результате проведенной работы можно сделать вывод, что литологическое расчленение разрезов скважин в настоящее время осуществляются в основном геофизическими методами (данные анализов керна используют при корректировке результатов интерпретации материалов ГИС).

Литологическое расчленение разрезов скважин проводится широким комплексом методов ГИС, при этом основное применение при исследовании поисковых и разведочных скважин нашли типовые и обязательные комплексы ГИС.

В работе показано, что наиболее часто встречающиеся типы литологических разрезов в геолого-геофизических условиях месторождения Лунного Самарской представлены терригенными и карбонатными отложениями. В работе дана краткая характеристика этих разрезов с точки зрения литологии, а также указаны основные методы ГИС, по которым удобно расчленять эти разрезы.

Для достижения цели, поставленной в выпускной квалификационной работе, были использована совокупность диаграмм комплекса геофизических

методов (КС, ПС, КВ, ГК, НГК, АК). Интерпретация включала в себя: определение границ и мощностей отдельных пластов, литологической характеристики выделенных однородных интервалов, определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных интервалов.

Для установления границ и мощностей пластов использовались способы, принятые для решения задач геофизической интерпретации диаграмм отдельных методов. Литологическая характеристика пород оценивается по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных методов ГИС, чем больше число признаков, характеризующих породу, установлено, тем точнее она может быть определена.