

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

Кафедра геофизики

**Оценка текущей нефтенасыщенности карбонатных коллекторов по
данным импульсного нейтронного каротажа**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

студентки 2 курса 261 группы

направления 05.04.01 Геология

геологического факультета

Крамаренко Аллы Алексеевны

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. При бурении скважин вскрывается потенциально продуктивная залежь, по данным геофизических исследований скважин (ГИС), испытаний и опробований в открытом стволе подтверждается или опровергается ее продуктивность. При подтверждении продуктивности залежи скважину обсаживают металлической колонной, цементируют ее и проводят вторичное вскрытие коллектора – перфорацию – в наиболее перспективных интервалах коллектора. Далее при получении промышленного притока продукции (нефть, газ, газоконденсат и различные варианты их смеси) скважину вводят в эксплуатацию, и начинается разработка залежи. В связи с дороговизной и сложностью проведения работ по вторичному вскрытию коллектора продуктивная часть залежи (при ее большой мощности) перфорируется не полностью, а лишь нижняя ее часть. Интервал перфорации, как правило, не превышает 10-12 м. Для рентабельной и полной выработки вскрытых перфорацией участков продуктивных коллекторов используется в большинстве случаев методика поддержания пластового давления путем нагнетания в залежь в соседних скважинах воды. При этом в процессе добычи происходит постоянное обводнение вскрытых перфорацией пластов и, как следствие, продвижение водонефтяного контакта (ВНК) вверх по залежи. Очевидно, что дальнейшая эксплуатация перфорированных интервалов становится не рентабельной. В связи с этим появляется необходимость установления характера насыщения коллекторов в верхней части залежи, не вскрытой перфорацией. Одним из наиболее распространенных в нашей стране средств решения данной проблемы является оценка текущей нефтегазонасыщенности по данным импульсного нейтронного каротажа (ИНК).

Целью магистерской работы является определение текущей нефтенасыщенности карбонатных коллекторов по данным ИНК на примере евлано-ливенского горизонта, вскрытого бурением в скважинах Белокаменного месторождения, в условии обсаженного ствола скважины в неперфорированных интервалах коллекторов.

В соответствии с поставленной целью и сложностями, описанными выше, для ее достижения были поставлены следующие задачи:

1) изучение геолого-геофизической характеристики Белокаменного месторождения в целом и евлано-ливенских отложений в частности;

2) освоение методики качественной и количественной интерпретации данных ИНК;

3) определение текущей нефтенасыщенности карбонатных коллекторов евлано-ливенского горизонта по 5 скважинам Белокаменного месторождения.

Магистерская работа состоит из введения, заключения и 3 разделов, в которых раскрывается каждая из поставленных задач. В 1 разделе «Геолого-геофизическая характеристика района» приводится описание Белокаменного месторождения в целом и евлано-ливенских отложений в частности. Во 2 разделе «Методика исследований» описаны краткие методические основы импульсного нейтронного каротажа, изложены основные принципы качественной и количественной интерпретации. В 3 разделе «Результаты исследований» приводятся результаты оценки нефтенасыщенности коллекторов на качественном и количественном уровнях.

Содержание работы. Раздел 1. Белокаменное нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на границе Волгоградской и Саратовской областей. Южная и центральная часть месторождения находятся на территории Старополтавского района Волгоградской области, а северная – на территории Ровенского района Саратовской области.

В геологическом отношении Белокаменное месторождение расположено во внешней части бортовой зоны Прикаспийской впадины.

На месторождении вскрыт разрез осадочных отложений от четвертичных до среднедевонских включительно, общей толщиной 4450 м.

В тектоническом отношении Белокаменное месторождение расположено в границах Ровенско-Краснокутского вала во внешней части бортовой (северо-западной части) зоны Прикаспийской впадины.

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в зоне Каменско-Золотовской зоны нефтегазонакопления

На Белокаменном месторождении выявлены продуктивные залежи в коллекторах евлано-ливенского и бобриковского горизонтов. При дальнейших исследованиях установлена залежи малевского и заволжского горизонтов.

Залежь евлано-ливенского горизонта открыта в 1989 г. Был получен фонтан нефти из рифогенных карбонатных отложений. Нефтяная залежь евлано-ливенского горизонта массивного типа. Этаж нефтеносности при абсолютной отметке начального водонефтяного контакта -3557 м составляет 184 метра. Размер залежи 52 км.

Данные отложения залегают с перерывом на размытой поверхности кыновско-пашийских отложений. Отложения представлены известняками серовато-кремовыми и коричневыми (за счёт равномерной пропитки нефтью), скрыто и мелкокристаллическими, биогермно-детритовыми, доломитизированными, трещиноватыми, битуминозными, плотными, крепкими, с раковистым изломом, с прослоями доломитов. К прослоям

трещиноватых известняков приурочена нефтяная залежь. Толщина 674 м.

Раздел 2. Сущность ИНК заключается в измерении плотности тепловых нейтронов в промежутке времени между смежными импульсными пучками нейтронного излучения.

По общепринятой методике исследований и интерпретации метод ИНМ эффективен при контроле за положением ВНК и текущей насыщенности при минерализации пластовых вод не менее 50 г/л.

В настоящее время получили применение две модификации импульсных нейтронных методов – с регистрацией тепловых нейтронов (ИННМ) и гамма-квантов радиационного захвата (ИНГМ). Оба импульсных метода дают примерно одинаковые результаты.

Принцип качественной интерпретации по диаграмме ИНК основан на том, что пластам, характеризующимся большими временами жизни тепловых нейтронов τ , соответствуют плотные неглинистые пласты, нефтеносные и газоносные пласты, а пластам с малыми τ – глинистые пласты, высокопористые пласты, насыщенные минерализованной водой. В частности, по таким диаграммам может быть определено положение водонефтяного контакта (ВНК) в обсаженных скважинах после расформирования зоны проникновения. ВНК отмечается по началу увеличения показаний ИНК в пласте.

Величина τ нелинейно зависит от пористости, поэтому для количественной интерпретации неудобна. В связи с этим, в процессе обработки время жизни тепловых нейтронов переводится в макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов Σ , которое линейно зависит от пористости (формула 1):

$$\Sigma_{п} = \Sigma_{ск} V_{ск} + \Sigma_{гл} V_{гл} + \Sigma_{фл} V_{фл}, \quad (1)$$

где $\Sigma_{п}$ – макроскопическое сечение захвата нейтронов в породе,

$\Sigma_{гл}$ – макроскопическое сечение захвата нейтронов в глине,

$\Sigma_{ск}$ – макроскопическое сечение захвата нейтронов в скелете породы,

$\Sigma_{фл}$ – макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов в

насыщающем пласт флюиде.

Из уравнения (1) переходят к зависимости для расчета коэффициента нефтенасыщенности (формула 2):

$$K_n = (\Sigma_p - (1 - K_{п-гг}) \Sigma_{ск} - K_{гг} \Sigma_{гг} - K_{п} \Sigma_v) / K_{п}(\Sigma_v - \Sigma_n), \quad (2)$$

Для карбонатных отложений поправку за глинистость можно не учитывать. Тогда получаем формулу 3:

$$K_n = (\Sigma_p - (1 - K_{п}) \Sigma_{ск} - K_{п} \Sigma_v) / K_{п}(\Sigma_v - \Sigma_n). \quad (3)$$

Для данной интерпретационной схемы необходимо знание ряда параметров пород и флюидов. В данном случае необходимо знать Σ_p , $\Sigma_{ск}$, $\Sigma_{гг}$, Σ_n , Σ_v . Поиск данных параметров является решением задачи поиска опорного пласта.

Для расчета Σ_v может использоваться формула 4

$$\Sigma_{вп} = (1 - K_{п}) \Sigma_{ск} + K_{п} \Sigma_v, \quad (4)$$

где $\Sigma_{вп}$ – макроскопическое сечение захвата водонасыщенного пласта,

$K_{п}$ – коэффициент пористости по ГИС,

$\Sigma_{ск}$ – макроскопическое сечение захвата скелета породы.

Для определения $\Sigma_{ск}$ и $\Sigma_{вп}$ используются таблицы 1 и 2.

Таблица 1 - значение Σ известняка различной пористости и минерализации пластовой воды

Кп, %	Минерализация пластовой воды, %					
	0	5	10	15	20	25
0	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14	7.14
1	7.29	7.47	7.67	7.88	8.11	8.36
3	7.59	8.14	8.72	9.36	10.05	10.80

Продолжение таблицы 1

5	7.90	8.80	9.78	10.84	11.99	13.25
10	8.65	10.46	12.42	14.53	16.83	19.34
20	10.17	13.78	17.68	21.90	26.49	31.36
30	11.68	17.09	22.91	29.18	35.98	43.34
40	13.19	20.39	28.11	36.53	45.46	54.91
100	22.34	39.68	58.55	77.33	97.78	124.26

Таблица 2 - Значение Σ доломита различной пористости и минерализации пластовой воды

Кп, %	Минерализация пластовой воды, %					
	0	5	10	15	20	25
0	4.72	4.72	4.72	4.72	4.72	4.72
1	4.90	5.08	5.27	5.49	5.71	5.97
3	5.24	5.79	6.38	7.02	7.71	8.46
5	5.59	6.51	7.48	8.55	9.70	10.95

Продолжение таблицы 2

10	6.47	8.29	10.25	12.37	14.66	17.17
20	8.23	11.86	15.76	19.98	24.54	29.55
30	9.99	15.42	21.22	27.64	34.35	42.10
40	11.75	18.94	26.74	35.13	44.13	53.51
100	22.34	39.68	58.55	77.33	97.78	124.26

Определение макроскопического сечения захвата тепловых нейтронов в нефти по палетке, изображенной на рисунке 1.

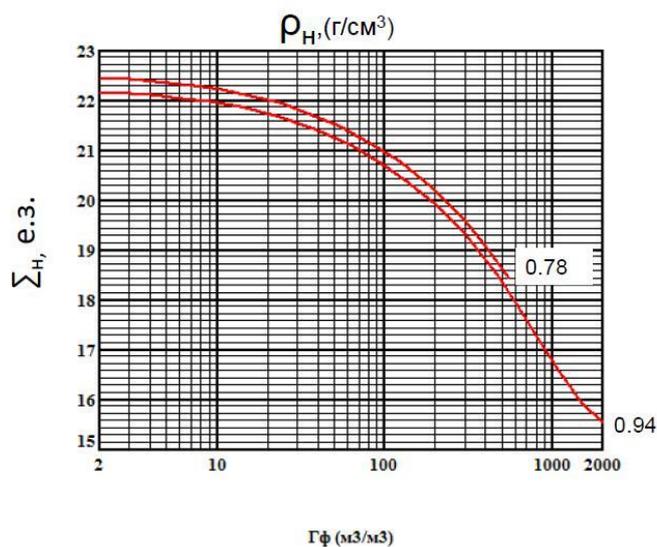


Рисунок 1 - зависимость макроскопического сечения захвата тепловых нейтронов для нефти Σ_n от плотности и газового фактора

В нашей стране и за рубежом разработан целый ряд серийных приборов для выполнения скважинных нейтрон-нейтронных измерений в импульсном варианте.

В настоящее время Всероссийскими НИИ автоматики серийно

выпускается аппаратура импульсного нейтрон-нейтронного каротажа АИНК-43. Регистрируемыми характеристиками полей излучений в скважине при использовании аппаратуры АИНК-43 является скорость счета импульсов в узких временных окнах (32 мкс) для двух детекторов тепловых нейтронов (двухзондовые измерения), расположенных на разных расстояниях от импульсного источника быстрых нейтронов, работающего на частоте 20 Гц.

Аппаратура АИНК-43 предназначена для проведения исследований методом двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа на месторождениях нефти, газа и твердых полезных ископаемых. Диаметр скважинного прибора позволяет проводить исследования в нефтегазовых скважинах, оборудованных насосно-компрессорными трубами.

АИНК-43 – наиболее массовая аппаратура импульсного нейтронного каротажа, используемая сервисными геофизическими компаниями России. В России эксплуатируется более 100 экземпляров этой аппаратуры.

Раздел 3. Интерпретация данных ИНК проведена в 5 скважинах Белокаменного месторождения, обсаженных металлическими колоннами, с использованием результатов интерпретации комплекса ГИС, проведенного в открытом стволе скважины. Текущее насыщение определялось в интервалах карбонатных коллекторов евлано-ливенского горизонта, не вскрытых перфорацией. Данные ИНК позволили установить коллектора с продуктивной, водоносной и переходной характеристиками.

По результатам исследований выявлено расхождение результатов качественной и количественной интерпретации. Это обусловлено тем, что при качественной интерпретации, как правило, не учитывается литология и пористость коллекторов. Данный факт может привести к пропуску продуктивных интервалов коллектора.

По результатам интерпретации на качественном и количественном уровнях установлено, что на показания ИНК оказывает влияние литология и петрофизические свойства пласта, в данном случае с увеличением пористости и доломитизации пласта происходит снижение показаний ИНК.

Заключение. В результате проведенного исследования можно сделать вывод, что определение текущей нефтенасыщенности карбонатных коллекторов успешно осуществляется с помощью импульсного нейтронного каротажа.

В работе обосновано, что расчет коэффициента текущей нефтенасыщенности коллекторов по данным ИНК необходим как минимум для учета изменения литологии и пористости пластов, и как следствие, более точной оценки текущего насыщения коллекторов. Однако приведенные в настоящей работе расчеты не рекомендуется использовать при подсчете запасов месторождения, поскольку использовались табличные и расчетные данные, которые не учитывают влияние скважинных условий.

Поэтому наиболее перспективной для данных условий является методика определения текущей нефтенасыщенности коллекторов по данным ИНК с использованием опорного водоносного пласта, реализованная в настоящее время в системе «ПРАЙМ».

Для успешного ее использования при определении текущей нефтенасыщенности в скважинах Белокаменного месторождения необходимо провести дальнейшие исследования в евлано-ливенских коллекторах, насыщенных водой с целью расчета макроскопического сечения захвата нейтронов в водоносном пласте $\Sigma_{вп}$ и в скелете породы $\Sigma_{ск}$. Также необходимо проводить исследования ИНК для эталонировки используемой аппаратуры в баках с водой различной минерализации для расчета макроскопического сечения захвата в воде $\Sigma_{в}$. Модуль оценки текущей нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ИНК, разработанный в системе «ПРАЙМ», позволяет вводить вручную параметры $\Sigma_{вп}$, $\Sigma_{ск}$, $\Sigma_{в}$. Поэтому с целью определения данных параметров достаточно провести исследования в интервале опорного водоносного пласта как минимум в 1 скважине. Помимо этого, данная методика не требует сложных петрофизических исследований керна, что является экономически выгодным.