

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

Кафедра геофизики

**Петрофизическая характеристика продуктивных
пластов клинцовского горизонта
(на примере Терновском месторождения)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студента 6 курса 631 группы
020302 специальности геофизика
геологического ф-та
Сорокина Евгения Васильевича

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 2016

Введение. Актуальность получения достоверных петрофизических характеристик пластов-коллекторов напрямую определяет успешную разработку нефтегазового месторождения. Нефтяная залежь Терновского месторождения приурочена к песчаникам клинцовского (морсовского) горизонта. Глубина залегания продуктивного пласта 2828,2-2899,2 м.

Целью данной работы является определение петрофизических характеристик продуктивных пластов клинцовского горизонта на Терновском месторождении.

Данная цель предполагает решение следующих задач:

- изучить тектоническое строение и литологические характеристики геологического разреза Терновского месторождения;
- проанализировать комплекс ГИС, применяемый на скважинах Терновского месторождения;
- провести интерпретацию данных ГИС по выделению пластов коллекторов;
- получить коэффициенты глинистости, пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности;
- провести корреляцию разрезов по 3 скважинам Терновского месторождения.

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов: Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования»; Раздел 2 «Методика исследований»; Раздел 3 «Результаты исследования», а так же заключения, списка используемых источников и приложения.

Содержание работы. Геолого-геофизическая характеристика территории исследования содержит общие сведения об административном положении и степени изученности Терновского месторождения.

Терновское месторождение расположено в Энгельском районе Саратовской области, в 35 км от г. В своде Терновской структуры была

пробурена в 1998 г. поисковая скважина 1, явившаяся первооткрывательницей нефтяной залежи в песчаном пласте клинцовского горизонта среднего девона. Скважина введена в пробную эксплуатацию в октябре 1998 г. В этом же году составлен проект пробной эксплуатации Терновского месторождения. На поднятии были пробурены разведочные скважины № 4 (2000 г.) и № 5 (2001 г.). По результатам бурения, которых уточнено геологическое строение залежи, подсчитаны запасы и составлено дополнение к технологической схеме разработки Терновского месторождения. В 2004-2005 пробурены скважины №№ 2, 3 разведочные и скважина № 6 эксплуатационная.

Литолого-стратиграфическая характеристика. Осадочная толща Терновского месторождения сложена породами девонской, каменноугольной, пермской, юрской, меловой, неогеновой и четвертичной системами. Полностью отсутствуют отложения триасовой, палеогеновой систем и верхнемеловые отложения. Частично присутствуют отложения нижней перми, средней юры и верхняя часть плиоцена.

В тектоническом отношении Терновское месторождение приурочено к погребенному поднятию, расположенному на юго-западном склоне Степновского сложного вала, который на западе ограничен Карамышской впадиной, а на юге - отделяется от Прикаспийской впадины сравнительно небольшими структурами – Волжским прогибом и Мокроусовским валом. В структурном плане залежь представляет собой антиклинальную складку почти овальной формы, несколько вытянутую в северо-восточном направлении, ограниченную с юга-запада тектоническим нарушением.

Нефтяная залежь Терновского месторождения приурочена к песчаникам клинцовского (морсовского) горизонта. Глубина залегания продуктивного пласта 2828,2-2899,2 м.

Методика исследований. Комплекс геофизических исследований на Терновском месторождении проводился в скважинах диаметром 395, 295, 216 мм, заполненных глинистым раствором с плотностью 1,16-1,27 г/см³, вязкостью 40-60 сек, водоотдачей 5-8 см³/30 мин, с удельным электрическим

сопротивлением 0,1-0,8 Ом. м. при $t=18^{\circ}\text{C}$. Сопротивление пластовых вод для этих условий равно 0,018 Ом. м.

В комплекс геофизических исследований применяемых на Терновском месторождении входят следующие виды каротажа: стандартный электрический (ПС, КС), микрозондирование (МКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК), индукционный (ИК), радиоактивный РК (ГК, НГК), акустический (АК), кавернометрия, инклинометрия, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК); резистивиметр.

Полнота и качество материалов ГИС показывает, что для продуктивных пластов Терновского месторождения комплекс ГИС является достаточным и позволяет выделить эффективные толщины, определить характер насыщения и оценить подсчетные параметры пластов.

Методика исследования включала выделение коллекторов и определение их эффективных толщин. Основными качественными признаками коллектора по данным ГИС являются: проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт; номинальный или несколько уменьшенный диаметр скважины на кавернограмме; отрицательная аномалия ПС; положительные приращения на кривой микропотенциал зонда по сравнению с микроградиент зондом.

При выделении коллекторов наряду с качественными признаками учитывались косвенные и количественные критерии в виде граничных значений геологических параметров $K_{п}^{гр}$, $K_{пр}^{гр}$ и т.д., которые были установлены на основании совместного изучения керновых и геофизических данных, данных испытания пластов на трубах (ИПТ).

При определении эффективных толщин (совокупность пластов, поры которых заполнены нефтью/газом) исключались интервалы с прослоями глин и плотных пород.

В соответствии с выбранной методикой определение коэффициента пористости проводилось по методу нейтронного гамма-каротажа (НГК) и акустического каротажа (АК).

Зависимости показаний НГК от K_p представлены палетками, отражающими геофизические связи между калиброванными показателями $J/J_v=f(\lg K_p)$ для заданных диаметров скважин d_c , выраженных в условных единицах, и пористостью породы K_p . Полученная палетка имеет нелинейный характер, что приводит к слабой дифференцированности диаграмм НГК в области высоких значений пористости.

Определение K_p по методу акустического каротажа (АК) по скорости основано на зависимости между пористостью породы и временем пробега продольной волны по породе. Данная связь выражается через уравнение среднего времени.

Основные факторы, влияющие на скорость распространения упругих колебаний в горных породах: литолого-минералогический состав, поровое пространство, заполненное жидкостью, форма и размер пор, степень насыщения пор жидкостью или газом, степень цементации, текстурные и структурные особенности, разность горного и пластового давления.

В ряде случаев необходимо определить интервальное время пробега упругих волн в минеральном скелете породы $\Delta t_{ск}$ для конкретного интервала геологического разреза. Это достигается сопоставлением интервального времени, отсчитанного по диаграмме акустического каротажа Δt , со значениями пористости K_p , определёнными по керну или одним из геофизических методов. Полученные методы используются для нахождения по Δt параметра K_p .

Определение глинистости по данным комплекса ГИС возможно по методу потенциалов собственной поляризации (ПС) и методу гамма-каротажа (ГК).

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 $\alpha_{пс}$ и параметром относительной глинистости $\eta_{гл}$, которая характеризуется снижением $\alpha_{пс}$ с ростом $\eta_{гл}$.

Определение глинистости коллекторов по данным гамма каротажа (ГК) основано на существовании корреляционной связи между глинистостью осадочных пород и их радиоактивностью $q=f(C_{гл})$. С повышением радиоактивности глинистость пород закономерно увеличивается.

За опорный горизонт принимают пласт чистых глин, расположенных как можно ближе к пласту, для которого определяется глинистость, и характеризующийся максимальной интенсивностью $J_{\gamma \max}$, приведённым к условиям номинального диаметра скважины.

За опорный горизонт горных пород с нулевой глинистостью принимают достаточно мощный пласт чистых песков, песчаников или известняков, характеризующиеся минимальной интенсивностью $J_{\gamma \min}$ на кривой ГК номинальным диаметром скважины на ковернограмме.

Для каждого исследуемого пласта вычисляют разностный параметр ΔJ_{γ} . Применение разностного параметра ΔJ_{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 $\Delta J_{\gamma}=f(C_{гл})$.

При количественной оценке глинистости пород по данным ГК используется зависимость $C_{гл} = f(K \Delta J_{\gamma})$, где $f(K \Delta J_{\gamma})$ для терригенных отложений Дальнего Саратовского Заволжья представлены следующей функцией $C_{гл}^{ГК} = -0,4 + 0,7156 \Delta J_{\gamma} - 0,110 (\Delta J_{\gamma})^2 + 0,9885 (\Delta J_{\gamma})^3$. При $\Delta J_{\gamma} = 1$, $C_{гл} = -0,6$, то есть $K=0,6$, 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. Зависимость относительной интенсивности естественного ΔJ_{γ} , от глинистости горных пород $C_{гл}$ для Правобережья в первом приближении принята $C_{гл} = 0,52 * \Delta J_{\gamma}$.

Важным этапом интерпретации является определение коэффициента нефтегазонасыщения ($K_{нг}$). Для наиболее часто встречающихся в природе гидрофильных коллекторов пустотное пространство их занято, в общем случае, тремя фазами – нефтью, газом и водой, то есть

$$K_n + K_g + K_v = 1, \text{ или } K_{нг} + K_v = 1$$

Определение $K_{нг}$ по удельному сопротивлению породы (ρ_p) основано на связях между параметром насыщения (R_n) и коэффициентом водонасыщения (K_v) и параметром пористости (R_p) и коэффициентом пористости (K_p). Эти связи выражаются уравнениями Арчи-Дахнова.

Определение межфлюидных контактов. Контакты нефть-вода, газ-вода в природных коллекторах не являются четкими, поскольку наблюдается плавный переход от нефте- или газонасыщенной к водоносной части коллектора. Положение ВНК устанавливается по данным комплексных промыслово-геофизических исследований и результатам опробования скважин. В необсаженных скважинах с открытым стволом или обсаженных неметаллической колонной в продуктивной части разреза ВНК устанавливается методами электрометрии. Эта информация о перемещении водонефтяного контакта является наиболее достоверной. Наиболее эффективно ВНК определяется боковым и индукционным методами.

Контроль перемещения ГВК в обсаженных скважинах осуществляется в основном по данным нейтронных методов, которые основаны на различии хлоросодержания в нефтеносной и водоносной частях коллектора, влияющие неодинаково на показания нейтронных методов.

По показаниям нейтронного гамма-метода ВНК может быть надежно установлен в пластах, в которых нефть вытесняется минерализованной водой с хлоросодержанием свыше 120-150 г/л при коэффициенте пористости $k_n \geq 20\%$. Контакт нефть-вода на кривых НГМ фиксируется увеличением I_{ny} против водоносной части пласта до 15% по сравнению с нефтеносной. Положение ВНК устанавливается по началу спада регистрируемой интенсивности I_{ny} .

Корреляция разрезов скважин основана на сопоставлении разрезов скважин. В зависимости от решаемых задач различают региональную, общую и детальную корреляцию.

В данном исследовании использовалась методика детальной корреляции. Ее проводят для продуктивной части разреза на стадии подготовки залежи к разработке. Основная задача детальной корреляции — обеспечить построение модели, адекватной реальному продуктивному горизонту. Основное место отводится хроностратиграфическим и литостратиграфическим признакам, определенным по промыслово-геофизическим данным с привлечением результатов исследования керна.

При детальной корреляции важное значение имеет выделение в разрезе реперов и реперных границ. Хорошими реперами считаются пакки и прослои, представленные глинами, так как обычно они залегают на значительной площади и имеют четко выраженные граничные поверхности.

Детальная корреляция представляет собой ряд последовательно выполняемых операций, заканчивающихся составлением корреляционной схемы, на которой отображено соотношение в пределах продуктивной части разреза (продуктивного горизонта) преимущественно проницаемых прослоев-коллекторов и преимущественно непроницаемых разделов между ними.

Важным этапом работы по детальной корреляции является сопоставление разрезов каждой пробуренной на месторождении скважины с разрезом опорной скважины с последующим последовательным сопоставлением разрезов всех скважин между собой в определенном порядке (например, по линии профиля). Последовательное сопоставление выполняют путем построения корреляционной схемы.

Результаты исследований. Получение петрофизических характеристик продуктивных пластов клинцовского горизонта осуществлялось по трем скважинам №№ 3,5,6 Терновского месторождения, расположенным по линии I-I геологического разреза продуктивных отложений клинцовского горизонта Терновского месторождения .

Всего в трех скважинах выделено 24 пласта – коллектора. Общая мощность коллекторов в скважинах колеблется от 11.5 м в скважине №3 до 16.6 м в скважине №5. Эффективная мощность колеблется от 8.5 м до 12.0 м. Самая большая глубина залегания продуктивных пластов наблюдается в скважине № 6 – 2911 м. Литологически, коллекторы скважин Терновского месторождения – это песчаники клинцовского горизонта.

Максимальная интенсивность по ГК напротив продуктивного пласта наблюдается в 5 скважине 17 мкР/ч, минимальная – 1.8 мкР/ч в скважине 6. Данные значения были взяты в качестве опорных пластов в формуле (11) определения разностного параметра ΔJ_{γ} . Для определения глинистости по ГК использовалась зависимость относительного разностного параметра (ΔI_{γ}) с глинистостью $\Delta I_{\gamma}=f(C_{гл})$, что позволило уменьшить влияние фоновой составляющей и аппаратурных факторов.

В скважине 6 наблюдается приток нефти при достаточно большой глинистости пластов, в скважинах 3,5 – средние значения глинистости, которые колеблются от 5.8% до 14.5%. В целом по месторождению при выделении пластов-коллекторов клинцовского горизонта граничное значение глинистости установлено 16 %.

Для определения подсчётных параметров в работе использовались средневзвешанные параметры $K_{п}$, $K_{н}$. Средневзвешенное значение пористости в нефтенасыщенных пластах по НГК составляет 13,6%, по АК равно 11,9%. Превышение значений пористости по НГК над значениями по АК косвенно свидетельствуют о наличии в коллекторах трещинной емкости (2,7%).

Пористость коллекторов определялась по данным нейтронного - гамма каротажа (НГК) и акустического каротажа (АК).

Общая пористость по данным НГК определялась по зависимости: $\Delta I_{n\gamma}=f(K_{п})$, построенной для терригенных глубокозалегающих пород Нижнего Поволжья. Пористость по данным АК определялась по зависимости: $\Delta t = f(K_{п})$.

Сопоставление коэффициента пористости с коэффициентом проницаемости $K_{пр}=f(K_{п})$, песчано-глинистых пород клинцовского горизонта по керновым данным показало, что в области проницаемости меньше $0,001 \text{ мкм}^2$ основное количество образцов имеют пористость больше $6,0\%$. Граничное значение $K_{п}$ было взято равным 6% . Пропластки с пористостью меньше $6,0\%$ считались неколлекторами.

Коэффициент нефтенасыщения рассчитывался по формуле $K_{нг} = 1 - K_{в}$.

В скважине №3 $K_{нг}$ изменяется в пределах от 57% до 88% . В скважине №5 $K_{нг}$ изменяется в пределах от 61% до 91% . В скважине №6 $K_{нг}$ изменяется в пределах от 68% до 94% . Средневзвешенное значение коэффициента нефтенасыщенности для клинцовских песчаников составило $79,0\%$.

Получены геолого-геофизические планшеты в интервалах залегания продуктивного пласта клинцовского горизонта по скв. 3, 5, 6.

Корреляция разрезов скважин 3,6,5 проводилась по профилю I-I. Покрышкой для нефтяной залежи клинцовского горизонта служит 10-15 метровая толща аргиллитов и выше залегающая 40 метровая толща глинистых известняков с прослоями аргиллитов. Подстиляется продуктивный пласт карбонатно-глинистой, мергелеподобной породой светло-коричневого цвета бийского горизонта.

Подошва продуктивного пласта по материалам ГИС выделяется на глубине $2852,7 \text{ м}$ (абс. отм. минус $2788,0 \text{ м}$). Общая толщина продуктивных отложений изменяется от $8,5 \text{ м}$ (скв. 3) до 12 м (скв. 5), нефтенасыщенная от $8,5 \text{ м}$ до $12,0$ соответственно. Отмечается сокращение толщин в сводовой части залежи (скв. 6) и увеличение на крыльях складки (скв. 3,5).

Пористость продуктивных отложений изменяется от $9,8\%$ (скв. 6) до $14,8\%$ (скв. 3). Отмечается уменьшение пористости в сводовой части залежи (скв. 6) и увеличение на крыльях складки (скв. 3,5). В продуктивной части разреза по ГИС выделяется от шести (скв. 3) до девяти проницаемых прослоев (скв. 5, 6) толщиной от $0,4 - 0,6 \text{ м}$ до $3,8 \text{ м}$.

Таким образом, заметно изменение петрофизических свойств исследуемого пласта по латерали.

Заключение. В результате написания дипломной работы по данным интерпретации материалов ГИС в разрезе Терновского месторождения были определены и проанализированы петрофизические характеристики нефтеносные пласты клинцовского горизонта.

Изучено тектоническое строение и литологические характеристики геологического разреза Терновского месторождения. Проанализирован комплекс ГИС, применяемый на скважинах Терновского месторождения. На этой основе представлена методика получения петрофизических параметров.

Проведено выделение пластов коллекторов; определены коэффициенты глинистости, пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности по данным комплекса ГИС. На этой основе сделано заключение ГИС по исследуемым скважинам №№ 3,5,6.

Проведена корреляция разрезов по трем скважинам Терновского месторождения. Подошва продуктивного пласта по материалам ГИС выделяется на глубине 2852,7 м (абс. отм. минус 2788,0 м).

Таким образом, нефтегазоносность клинцовского горизонта связана с карбонатными коллекторами. Продуктивные отложения клинцовского горизонта сложены темно-серыми, кварцевыми, разномерными песчаниками, неравномерно глинистыми, плотными, в разной степени трещиноватыми. Покрышкой для нефтяной залежи в клинцовских отложениях служит 10-15 метровая толща аргиллитов и выше залегающая 40 метровая толща глинистых известняков с прослоями аргиллитов. Средневзвешенное значение коэффициента нефтенасыщенности (Кнг) для клинцовских песчаников составило 79,0 %.

Все полученные сведения о высокой перспективности Терновского месторождения являются обоснованными.