

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

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

Кафедра геофизики

**«Выделение пластов – коллекторов в геологическом разрезе
месторождения Степновского сложного вала»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

студента 4 курса 431 группы очной формы обучения
геологического факультета
направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Геолого-геофизический сервис
нефтегазовых скважин»
Муслим Мохаммед Зейад Муслим

Научный руководитель

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Зав. кафедрой

кандидат геол.-мин.наук, доцент

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2020

Введение. Для успешной разработки месторождения необходимо иметь достоверные подсчётные параметры. Подсчётными называются параметры, входящие в формулы оценки ресурсов и подсчета запасов (коэффициент глинистости, пористости, нефтегазонасыщенности). Определение подсчетных параметров нефтегазовых коллекторов по данным ГИС является наиболее сложной и наукоемкой частью подсчета запасов.

Целью данной работы стало выделение и оценка характера насыщения пластов-коллекторов в клинцовских отложениях Терновского месторождения юго-западного склона Степновского сложного вала. Данная цель предполагает решение следующих задач:

- Изучить тектоническое строение и литологические характеристики геологического разреза Терновского месторождения;
- Охарактеризовать коллекторские свойства продуктивных песчаников клинцовского горизонта;
- Проанализировать комплекс ГИС, применяемый на скважинах Терновского месторождения;
- Выделить пласты - коллекторы и определить характер их насыщения в разрезе месторождения.

Материал для написания работы был собран в ходе прохождения производственной практики на кафедре геофизики геологического факультета СГУ им. Н.Г. Чернышевского.

Данная работа включает в себя введение, 3 раздела: Геолого-геофизическая характеристика района работ, методика исследований, результаты исследования, заключение.

Основное содержание работы. 1 Геолого-геофизическая характеристика района работ

1.1 Общие сведения об административном положении и степени изученности Терновского месторождения

Терновское месторождение расположено в Энгельсском районе Саратовской области, в 35 км от г. Энгельс и связано с ним асфальтовой и грунтовой дорогами.

В орографическом отношении территория месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с редкой сетью ложбин и балок. Абсолютные отметки рельефа местности вблизи месторождения изменяются от +30 до +50 м. Месторождение расположено на расстоянии около 15 км от левого берега р. Волга. Обзорная схема расположения Терновского месторождения показана на рисунке 1.1.

Терновское месторождение расположено в районе с развитой нефтегазовой инфраструктурой. В 6 км к востоку от месторождения, находится Восточно-Терновское газоконденсатное месторождение. На расстоянии около 5,5 км к юго-востоку расположено Квасниковское нефтегазовое месторождение, которое разрабатывается ОАО «Саратовнефтегаз» с 1971 г., что обусловило наличие построенных здесь нефтепроводов, газопроводов, водоводов, высоковольтных линий электропередач. На расстоянии 8 км от месторождения проходит коммерческий нефтепровод системы ОАО «Транснефть». На расстоянии около 400 м от месторождения проходит газопровод низкого давления, идущий на г. Энгельс

Геологоразведочные работы на территории Левобережной части Саратовской области в пределах Степновского сложного вала проводились, начиная с 1942г.: электрометрические (1942г.), гравитационные (1947г.), аэрогеологические (1948г.), геолого-съёмочные (1949г.), сейсмические (1955-1958 гг.), а в 1960-1963г. – глубокое разведочное бурение.

В пределах вала в результате выполненных работ выявлен целый ряд месторождений нефти и газа. Наиболее крупными в этой зоне являются

Степановское, Верхнесусловское, Луговское, Грязнушинское и другие, обладающие значительными запасами углеводородов, главным образом газа.

В непосредственной близости от Терновского месторождения находятся Квасниковское месторождение нефти и газа и Восточно-Терновское газоконденсатное месторождения.

Квасниковское месторождение выявлено в 1961 г. в результате проведения на площади глубокого разведочного бурения.

Восточно-Терновское газоконденсатное месторождение открыто ОАО «НК Саратовнефтегеофизика» в 2004 г. по данным сейсморазведки и бурения поисковой скважины 1.

Сейсморазведочные работы МОГТ проводились на площади неоднократно: Розовская сейсморазведочная партия 0290, Степановская сеймопартия 0292, Западно-Лебедевская сейсморазведочная партия ЗЛ97; ЗЛ99. Обработка и интерпретация материалов сейсморазведочных работ выполнялась в 1990-2000 гг., переинтерпретация выполнена в 2004 г.

Использование современных комплексов обработки Geovector Plus позволило более уверенно проследить основные отражающие горизонты: подошву клинцовских nD_2^{kl} , подошву воробьевских nD_2^{vb} , подошву отложений карбонатного девона $nD_3^{карб}$. В своде Терновской структуре 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 скв. 4 (2000 г.) и скв. 5 (2001 г.). По результатам бурения, которых уточнено геологическое строение залежи, подсчитаны запасы и составлено дополнение к технологической схеме разработки Терновского месторождения. Скважина 7 Квасниковская вскрыла воробьевские отложения.

В 2004-2005 пробурены скважины 2, 3 разведочные и скв.6 эксплуатационная. В эксплуатации на 01.07.2005 г. находились скважины 1, 2, 3, 4, 5; скважина 6 в исследовании.

Разрез клинцовского горизонта испытан во всех скважинах перфорацией эксплуатационной колонны. При вскрытии пластов перфорацией вызов притока осуществлялся через насосно-компрессорные трубы путем замены глинистого раствора на воду и последующим снижением уровня жидкости.

По всем скважинам Терновского месторождения не реже одного раза в год проводились гидродинамические исследования на установившихся режимах фильтрации (ИД) и методом восстановления давления (КВД). Исследования выполнялись специализированной организацией ЗАО «Геофизсервис».

Кроме оценки гидродинамических параметров пласта, определялась устойчивость продуктивного пласта на различных режимах работы скважины и химические составы нефти и попутного газа.

Керн отбирался в скважинах 1, 3, 4. С отбором керна пройдено 75,35 м или 0,44% от разбуренного метража (17327 м), включая скважину 6, линейный вынос составил 43,72 или 58% от проходки с отбором керна.

Сведения о толщине, освещенности керном продуктивного пласта и объемах выполненных работ по анализу керна представлено в таблица 1.

2 Методика исследований

2.1 Характеристика комплекса ГИС и других работ в скважинах Терновского месторождения

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=18⁰С.

В пределах продуктивных пластов клинцовского горизонта минерализация

пластовых вод изменяется в пределах 226,0-241 г/л, среднее значение 234 г/л, температура в интервале продуктивного пласта 88⁰С. Сопротивление пластовых вод для этих условий равно 0,018 Ом. м. Геофизические исследования скважин выполнялись ОАО «НК Саратовнефтегеофизика» в соответствии с «техникой инструкцией по проведению геофизических исследований» и методическими указаниями на каждый тип аппаратуры. [7]

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, ИННК (скв. 1, 4); ГГК (скв. 1); резистивиметр (скв. 4, 5); термометрия (скв. 4). Всего в данном районе в пределах месторождения было исследовано 6 скважин. Качество записи оценивалось с помощью сопоставлен основного и повторного замера.

Стандартный каротаж проводился приборами КС в масштабах записи 2,5; 5,0 Ом м/см и кривой ПС в масштабах 12,5 мВ/см. Масштаб глубин 1:500 и 1:200.

Анализ выполненного комплекса, его полнота и качество материалов ГИС показывает, что для продуктивных пластов Терновского месторождения он является достаточным и позволяет выделить эффективные толщины, определить характер насыщения и оценить подсчетные параметры пластов.

Объем выполненного комплекса ГИС по скважинам представлен в таблице 4. Обработка первичных материалов ГИС осуществлялась с использованием программного обеспечения АРМ ГИС «Подсчет» в ОАО «НК Саратовнефтегеофизика». [8]

Обработка и интерпретация материалов ГИС включает:

- литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и определение эффективных толщин;

- определение коэффициента пористости коллекторов;
- определение глинистости по данным комплекса ГИС
- оценка характера насыщения коллекторов

3 Результаты исследований

Выделение коллекторов является важным этапом интерпретации результатов геофизических исследований скважин. Предпосылкой выделения коллектора геофизическими методами является его отличие от вмещающих пород - неколлекторов по проницаемости, пористости, глинистости. Признаки коллектора делятся на качественные (прямые и косвенные), а также - количественные.

Прямые качественные признаки обусловлены проникновением в поры коллектора фильтрата бурового раствора. Установление границ проницаемых интервалов на Терновской площади осуществляется по стандартной методике по наличию радиального градиента сопротивления или аномалии потенциала ПС, а также по совокупности качественных признаков проницаемой породы, отмечаемых на диаграммах ПС, ГК, МКЗ, БК - МБК, ДС.

К косвенным качественным признакам коллектора на диаграммах ГИС для терригенных клинцовских отложений относятся:

- наличие отрицательной аномалии на диаграммах ПС;
 - наличие глинистой корки по данным кавернометрии (микрокавернометрии);
 - положительные приращения на диаграммах микрозондирования - превышение показаний микропотенциал зонда над показаниями микроградиент зонда;
 - низкие показания естественного гамма-излучения на диаграмме ГК и средние - на диаграмме НТК.
- расхождения p_k МБК над p_k БК.

Среди них обязательными, но недостаточными признаками следует считать отрицательные отклонения кривой ПС и минимальные значения ГК, что соответствует песчаным пластам с пониженным содержанием глинистого материала. Достаточно надежно в изучаемом разрезе коллектора выделяются по данным микрозондов. Другой прямой признак коллектора - сужение диаметра скважины из-за фильтрационной корки.

Предельные показания на кривых ПС позволяют провести по ним на каждой из диаграмм единую линию глин для выделения отрицательных аномалий.

Физические свойства песчаников в клинцовских отложениях меняются в очень широких пределах и зависят от их плотности и пористости, характера насыщения пор, состава цемента и примеси глинистого материала. Поэтому только по качественным признакам определить коллектора недостаточно, необходимы еще количественные.

Количественная интерпретация материалов ГИС выполнена в соответствии с существующими методическими разработками и рекомендациями по обоснованию подсчетных параметров коллекторов с использованием конкретных петрофизических зависимостей, составленных для данного месторождения.

Алгоритм интерпретации данных ГИС по Терновской площади можно представить в следующей последовательности:

- по комплексу качественных признаков коллектора и граничным значениям их фильтрационно-емкостных параметров, а также величинам оспе¹¹ выделили коллектора и оценили эффективные толщины пластов;

- определили глинистость;

- определили пористость пласта;

определили удельное сопротивление пластов-коллекторов и проницаемых пропластков;

- рассчитали величину $K_{нг}$;

Выделение проницаемых пропластков в клинцовских отложениях по количественным критериям основывалось на следующих предпосылках:

- в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород не коллекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств, а следовательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства;
- граница между коллекторами и не коллекторами характеризуется граничными значениями геофизических параметров (ПС, ГК, и др.).

Выделение продуктивных пластов по геофизическим данным в морсовских отложениях проводилось довольно уверенно. Разделение пластов-коллекторов по насыщению проводилось по УЭС. Удельное сопротивление коллекторов определялось по комплексу электрометрии (БК, ИК). Продуктивные пласты характеризовались повышенными значениями УЭС, водонасыщенные - пониженными.

При интерпретации также сопоставлялись данные обработки с данными геолого-технологических исследований: результаты анализов отбора керна, шлама, испытания пластов (в работе автор не приводит).

Ниже эти положения иллюстрируются конкретным материалом по всем трем скважинам.

Интервал исследования 2770-2874м. Клинцовские отложения залегают в интервале глубин 2786,6-2864,8м.

Клинцовские отложения представляют из себя в основном карбонатно-глинистую толщу, в нижней части сложенную глинами и песчаниками. Основными при расчленении карбонатного разреза являются методы: КС, НТК и АК, дополнительными: ПС, ГК, МДС. Карбонатная часть клинцовских отложений (интервал 2786,6-2848,5м) определяется по следующим качественным признакам:

На диаграмме ПЗ глинистые известняки отмечаются пониженными значениями УЭС (5-15 Ом*м), глинистые доломиты - повышенными УЭС (15-50 Ом*м), показания БК и БМК в карбонатно-глинистой толще до 100 Ом*м. На

диаграммах НТК значения понижены за счет содержания глинистого материала. Показания ГК сильно дифференцированы и зависят от степени глинистости карбонатной породы. АК хорошо отбивает всю карбонатную толщу пониженными значениями интервального времени - 160-200 мкс/м. Изрезанность МКЗ (значения 1-12 Ом*м) свидетельствует о трещиноватости пород. По кавернометрии плотным известнякам соответствуют зоны, где фактический диаметр скважины равен номинальному, увеличение диаметра свидетельствует о выкрашивании породы.

Количественные оценки глинистости для карбонатной части клинцовских отложений дает значения порядка 10-40%, что свидетельствует о плохой проницаемости и отсутствии коллекторов в рассматриваемой части разреза.

В подошве клинцовских отложений (2848,5-2864,9м) залегает песчано-глинистая толща, которая определяется следующими качественными признаками:

В интервалах 2848,5-2849,6м и 2852-2860,6м залегает песчано-глинистая порода, которая характеризуется положительными аномалиями ПС, самыми низкими УЭС (2-10 Ом*м по показаниям ПЗ, 5 Ом*м по показаниям БК), высокой ГК кривой естественной радиоактивности, минимальными показаниями на диаграмме НГК.

Глинистость в песчано-глинистой породе составляет 40%. Песчаные пласты-коллекторы в клинцовских отложениях характеризуются следующими качественными признаками: отрицательными аномалиями на диаграмме ПС, положительными приращениями на диаграмме микрозондов ($r_{кПМЗ} > r_{кГМЗ}$), промежуточными показаниями на диаграммах ГК и НГК, уменьшением диаметра скважины относительно номинального за счет образования глинистой корки.

Песчаник глинистый в интервалах 2849,6-2852м и 2860,6-2864,8м характеризуется как коллектор также следующими количественными признаками: Кгл - 9-18%, Кп - 11-16%.

По характеру насыщения породы-коллектора уверенно разделяются по данным методов сопротивления- БК, ИК. Интервал 2849,6-2852м определяется как продуктивный, мощность - 2,4м; интервал 2860,6-2864,8м определяется как

водоносный, мощность 4,2м. В продуктивном интервале отмечаются низкие показания проводимости по РЖ - 0,04-0,08 сим/м и повышенные показания УЭС по БК - 9-21 Ом*м; в водоносном - повышенные показания проводимости по ИК - 0,1-0,2 сим/м, пониженные УЭС по БК - 3 Ом*м. Количественная оценка нефтегазонасыщенности - 56-82%.

Заключение. По данным интерпретации материалов ГИС и ГТИ в разрезе Терновского месторождения были выделены продуктивные пласты в отложениях исследуемых горизонтов. Так же были даны обоснования геолого-геофизических характеристик разреза, проанализирован комплекс ГИС, представлена методика получения подсчётных параметров.

Нефтегазоносность клинцовского горизонта связана с карбонатными коллекторами. Стратиграфический диапазон отложений, из которых получены промышленные притоки углеводородов, достаточно широк. Промышленные притоки нефти получены из песчаников клинцовского горизонта. 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.

Все полученные сведения о высокой перспективности Терновского месторождения являются обоснованными.