

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

Кафедра геофизики

**«Корреляция продуктивных подсолевых нижнепермских отложений
на Павловской площади »**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 501 группы
направление 05.03.01 геология
геологического факультета
Щучкина Александра Геннадьевича

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

Введение. Актуальность корреляции продуктивных подсолевых нижнепермских отложений Павловской площади обусловлена тем, что оно является первоочередным для ввода в эксплуатацию в группе месторождений Восточной части Бортового лицензионного участка.

Целью данной работы является – изучение коллекторских свойств подсолевых нижнепермских отложений Павловской площади и проведение корреляции разрезов скважин: № 24; 22; 16; 12.

Данная цель предполагает решение следующих задач:

- изучение геолого-геофизической характеристики Павловской площади;
- обоснование комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), проводимого на скважинах Павловского месторождения;
- обоснование методики выделения пластов-коллекторов;
- определение коэффициента пористости (K_p) по комплексу методов ГИС проводимых на скважинах Павловского месторождения;
- определение коэффициента нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) по данным ГИС;
- построение корреляционной схемы по скважинам: № 24; 22; 16; 12; Павловского месторождения.

Бакалаврская работа состоит из введения, четырех разделов: раздел 1 Геолого-геофизическая характеристика Павловского месторождения; раздел 2 Методика комплексной интерпретации данных ГИС; раздел 3 Выделение коллекторов по данным ГИС; раздел 3 методика корреляции разрезов скважин; раздел 4 результаты исследования на Павловской площади, а также из заключения, списка используемых источников и приложений.

Содержание работы. В административном отношении Павловское месторождение расположено в пределах Дергачевского района Саратовской области, в 25 км к северу от п. Дергачи.

Поисковое бурение на Павловской площади начато в 1978г. на основе структурных построений по данным сейсморазведочных работ МОГТ по отражающим горизонтам нижней перми и среднекаменноугольных отложений.

Первооткрывательницей Павловского месторождения стала поисковая скважина 11, при испытании которой были получены промышленные притоки газа. Разведочные скважины 12, 13, 14 были заложены в целях подтверждения и оконтуривания выявленной сейсморазведкой структуры. Следующие поисково-разведочные скважины располагались по профильной системе: первый профиль – на восточном куполе, состоящий из скважин 11, 16, 25, второй – западный – скв. 23, 14, 22, 15. Оба профиля разбурены в крест простираня структуры. Третий профиль (скв. 24-22-16-12) расположен по простиранию. Проектные глубины скважин 1800-2000 м. Всего на месторождении пробурено 11 скважин. В литолого-стратиграфической характеристике Павловского месторождения принимают участие отложения девонские, каменноугольные, пермские, триасовые, юрские, меловые, неогеновые и четвертичные отложения.

В тектоническом отношении Павловское месторождение находится в пределах Саратовского Заволжья в северной части Прикаспийской синеклизы. Фундамент Прикаспийской впадины состоит из нескольких крупных геоблоков, разделенных разломами и различающихся строением, возрастом и особенностями развития доплитного и плитного комплексов. В подсолевом структурно-тектоническом этаже по характеру осадконакопления и структурному строению можно выделить два структурных яруса - девонско-среднекаменноугольный и среднекаменноугольный–нижнепермский.

Павловское газовое месторождение приурочено к среднекаменноугольно-нижнепермскому карбонатному комплексу, расположено во внешней прибортовой зоне Прикаспийской впадины и представляет собой брахиантиклинальную структуру размерами 12×3 км и амплитудой около 100 м, осложнённую двумя куполовидными поднятиями размерами 6,5×2,2 км и 3,7×2,3 км и амплитудой 35 м и 47 м, соответственно.

Перспективы нефтегазоносности северной части бортового обрамления Прикаспийской синеклизы связаны с подсолевыми отложениями нижней перми, карбона и девона. Основные газонефтепроявления связаны с сульфатно-карбонатной толщей нижнепермского возраста. В этих отложениях открыт ряд крупных и средних месторождений, в том числе Оренбургское, Западно-Тепловское, Гремячевское, Карпенское, Павловское, Маяковское. На Павловском месторождении промышленная газоносность установлена в филипповско-верхнеартинской сульфатно-карбонатной и в нижнеартинско-сакмарской карбонатной частях разреза. Филипповско-верхнеартинские отложения представлены переслаиванием доломитов и ангидритов, нижнеартинско-сакмарские – толщей вторичных доломитов и являются гидродинамически связанными. Региональной покрывкой, контролирующей залежь, является толща солей кунгурского возраста.

Павловская структура, осложненная двумя поднятиями (западным и восточным), выявлена по результатам сейсмических работ и данным бурения одиннадцати поисково-разведочных скважин. По результатам новых сейсмических работ, проведенных в период 2002-2008 гг., строение залежи Павловского месторождения было уточнено. Новые данные подтвердили наличие западного и восточного поднятия, строение которых в свою очередь осложнилось двумя куполами. Залежь пластово-массивная, размеры залежи составляют 11,8×3 км, высота 90 м. Положение контакта обосновано в предыдущем подсчете запасов 1982 г. по результатам опробования и интерпретации материалов ГИС и принято без изменений на а.о. -1470 м.

Промышленные притоки газа дебитами от 21,4 до 215,8 тыс. м³/сут получены в скв.11, 12, 14, 16, 22 (граф. прил. 4). Притоки конденсата были получены в скв. 12 и 14. Содержание конденсата было определено только по одному интервалу 1560-1567 м (а.о. -1455-1462 м) в скв. 14 на малой лабораторной установке. Количество конденсата составило 25,5 г/м³ газа.

Притоки нефти с газом и водой были получены в скв. 12, 15, 23, дебит нефти изменяется от 0,33 до 4,6 м³/сут, газа до 0,5 тыс. м³/сут воды от 0,22 до 3,4 м³/сут. Плотность нефти 0,830 г/см³.

Всего с отбором керна пройдено 1815 м, вынос керна составил 670,7 м (37% к проходке), в том числе в продуктивных отложениях с отбором керна пройдено 208,7 м, вынос керна составил 119,3 м (57,2% к проходке или 47,2% к общей мощности).

На Павловском месторождении в скважинах: № 11; 12; 13; 14; 15; 16; 18; 22; 23; 24; 25 выполнены общие геофизические исследования по всему стволу скважин в масштабе 1:500 и включают: стандартный каротаж потенциал-зондом N11.0M0.5A (ПЗ) и градиент-зондом A2.0M0.5N (ГЗ2) с записью потенциалов собственной поляризации (ПС); кавернометрию (КВ); электрический каротаж (ЭК); гамма-каротаж (ГК); нейтронный гамма-каротаж (НГК).

С целью детального изучения литологии, выделения пластов-коллекторов, определения коэффициента пористости, а также коэффициента газонасыщенности использовался комплекс промыслово-геофизических исследований скважин, включающий следующие виды работ: стандартный каротаж потенциал-зондом N11.0M0.5A (ПЗ) и градиент-зондом A2.0M0.5N (ГЗ2) с записью потенциалов собственной поляризации (ПС); боковой каротаж (БК); боковое каротажное зондирование (БКЗ); боковой микрокаротаж (БМК); гамма-каротаж (ГК); нейтронный гамма-каротаж (НГК); акустический каротаж (АК); термометрия (Терм); кавернометрию (КВ);

Признаки, по которым выделяют коллекторы, определяются характером разреза, типом коллектора, условиями бурения скважины. Признаки выделения коллектора по геофизическим материалам можно разделить на две группы :

Первая группа объединяет *прямые качественные признаки*.

Вторая группа включает *косвенные количественные критерии* коллектора, основанные на граничных значениях геологических и геофизических параметров.

1. Сужение диаметра скважины ($d_{скв}$) по сравнению с номинальным (d_n), фиксируемое на кавернограмме за счет образования глинистой корки. Толщина глинистой корки зависит в первую очередь от качества глинистого раствора - чем хуже качество раствора, тем толще корка, поэтому наличие корок большой толщины является, прежде всего, признаком неудовлетворительной технологии бурения.
2. Положительное приращение на диаграммах микрозондов является надежным признаком межзернового коллектора.
3. Наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемое по диаграммам электрических методов с различным радиусом исследования при боковом каротаже (БК) и боковом микрокаротаже (БМК)

Выделение коллекторов с использованием косвенных количественных критериев основано на следующих предпосылках:

- в исследуемом разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород-неколлекторов значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), следовательно, и значениями геофизических характеристик, отражающих эти свойства;
- граница между коллекторами и неколлекторами на статистическом уровне характеризуется граничными значениями фильтрационно-емкостных характеристик и соответствующими значениями геофизических характеристик пород (относительная амплитуда ($a_{пс гр}$), двойной разностный параметр ($\Delta J_{гк}$)).

Выделение коллекторов производится сравнением измеренных значений фильтрационно-емкостных или геофизических характеристик с найденными граничными значениями.

Геофизическими методами при исследовании скважин Павловской площади, отражающими емкостные свойства породы – коэффициент пористости (K_p) – являются АК, НГК.

Наличие в породе эффективной пористости ($K_p \text{ эф} > 0$) отличает породы-коллекторы от неколекторов. В нефтенасыщенном коллекторе часть эффективной пористости представляет динамическую пористость $K_p \text{ дин}$. Различная реакция отдельных методов ГИС на разные типы пустот служит физической основой определения их относительного содержания в породе. Обоснования определений проводят результатами анализов образцов керна, которые рассматривают также в качестве самостоятельного источника информации о пористости пород [9].

Определение коэффициента пористости (K_p) по данным НГК

Предпосылкой определения K_p по НГК является зависимость показаний метода от суммарного водородосодержания $W\Sigma$ горной породы и связь с коэффициентом общей пористости.

Для определения K_p коллекторов по нейтронному методу наибольшее распространение получила методика двух опорных пластов.

В качестве опорных пластов выбирают:

- глинистый пласт с минимальными показаниями НГК ($\omega_\Sigma = 30 \div 35\%$ - в необсаженных скважинах);
- плотный пласт с максимальными показаниями НГК ($\omega_\Sigma = 2 \div 4\%$). Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа ($K_p^{\text{НГК}}$) основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода Γ^{ny} от коэффициента пористости.

Определение коэффициента пористости (K_p) по данным АК

Определение K_p по данным АК основано на различии скорости распространения упругой волны (V_p или V_s) в скелете породы и в заполняющей

пустотное пространство жидкости. Скорость распространения упругих продольных волн V_p в горных породах зависит от их минерального состава и структуры. При исследовании скважин акустическими методами одним из основных параметров, который регистрируется аппаратурой, является интервальное время пробега продольной волны ΔT_p , выраженное в мкс/м и связанное со скоростью распространения волны V_p (м/с).

Величина ΔT возрастает с увеличением пористости породы при прочих равных условиях. На диаграммах метода АК пористые породы отмечаются максимальными показаниями, плотные - минимальными значениями ΔT .

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.

$$K_{нг} = \frac{V_{нг}}{V_{пор}}$$

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) по удельному сопротивлению породы (ρ_n) основано на связях между параметром насыщения (P_n) и коэффициентом водонасыщения ($K_v, K_{во}$). Эти связи выражаются уравнениями Арчи

Для определения коэффициента нефтегазонасыщения $K_{нг}$ пласта-коллектора по удельному сопротивлению породы ρ_n необходимо:

1. Выбрать зависимость параметра пористости от коэффициента пористости, с учетом литологии и возраста исследуемых пород, как показано на рисунке 6. Возраст исследуемых отложений дается преподавателем, а значения K_n и литологии берутся из таблицы),

2. Определить удельное сопротивление пластовой воды ρ_v по эмпирической зависимости $\rho_v = f(H)$, построенной для северо - западной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины, как показано на рисунке 5.

3. Рассчитать величине коэффициента водонасыщения по формуле 14, считая, что константы **a** и **b** =1, а показатель степени **n** = 2.

5. Вычислить значение коэффициента нефтегазонасыщения.

б. Определить характер насыщения исследуемых пластов по следующему принципу: если $K_{\text{нт}}^{\text{пласта}} > 50\%$ - это нефтенасыщенный пласт, если $K_{\text{нт}}^{\text{пласта}} < 50\%$ - водонасыщенный.

Корреляцией (увязкой) разрезов скважин называется сопоставление одновозрастных пород, вскрытых этими скважинами. Наилучшие результаты при корреляции разрезов скважин достигаются благодаря комплексной увязке геофизических материалов с данными изучения образцов керна и шлама. Различают следующие виды корреляции: *общую локальную, общую региональную и детальную.*

Детальная корреляция разрезов скважин по данным ГИС начинается с определения региональных и локальных реперов и выделения продуктивной части разреза. На этой стадии выполняют расчленение продуктивной части в разрезе скважин, т.е. разделяют её на однородные по ГИС интервалы и проводят их качественную литологическую интерпретацию. Выделяют пласты-коллекторы и плотные разности между ними. Выявляют общие закономерности строения продуктивной части разреза и характерные особенности. На диаграммах ГИС находят реперы, в качестве которых обычно используют чётко фиксируемый на региональном уровне границы между различными типами осадочных образований, отражающих резкую смену условий осадконакопления. Детальная корреляция оформляется в виде нескольких *схем корреляции*, выровненных по поверхности одного из основных реперов, *называемой линией сопоставления*. В результате детальной корреляции производят отбивки стратиграфических границ продуктивных горизонтов, кровли и подошвы пластов-коллекторов, которые снимаются с диаграмм ГИС. При выделении продуктивных пластов следует учитывать характер насыщенности по результатам количественной интерпретации материалов ГИС.

Корреляционная схема является итоговым чертежом, обобщающим результаты корреляции разрезов скважин. Вертикальный масштаб схемы

детальной корреляции отложений продуктивной толщи (горизонта) принимается равным 1 : 200, общей корреляции — 1 : 500 и мельче. Горизонтальный масштаб при построении этих схем не учитывается.

Составлению схемы предшествует выбор границы на диаграммах скважин, которая будет принята в качестве линии сопоставления. Обычно в качестве такой границы принимается подошва наиболее надежного репера на диаграммах одного или нескольких методов. Положение этого репера на корреляционной схеме должно отражать характер напластования внутри всей продуктивной толщи (горизонта), а также верхней части подстилающих и нижней части перекрывающих ее отложений. На линию сопоставления как бы нанизываются все диаграммы исследуемых скважин на уровне подошвы выбранного репера. Около каждой скважины вычерчивают литологическую колонку. После этого соединяют линиями все выделенные границы и приступают к выявлению литолого-фациальных переходов внутри одновозрастных пластов и прослоев. Выявленную ранее поверхность несогласия показывают волнистой линией. Произвольной штриховкой выделяют наиболее характерные для изучаемого разреза опорные реперы или пласты, например имеющие во всех скважинах одинаковую конфигурацию диаграмм или характеризующиеся одинаковым микропетрографическим составом и т. п. **Результаты исследования.** Исследования продуктивных подсолевых нижнепермских отложений проведены по скважинам № 24; 22; 16; 12 Павловского месторождения. Нижний предел пористости промышленно-газоносных коллекторов составил 6% (Приложения: Б, В, Г, Д, Е). Продуктивные карбонатные коллекторы Павловского месторождения характеризуется сложным литологическим составом, так как в качестве породообразующих минералов, наряду с кальцитом, выступают доломиты и ангидриты.

Результаты исследования. Исследования продуктивных подсолевых нижнепермских отложений проведены по скважинам № 24; 22; 16; 12 Павловского месторождения. Нижний предел пористости промышленно-газоносных коллекторов составил 6% (Приложения: Б, В, Г, Д, Е). Продуктивные карбонатные коллекторы Павловского месторождения характеризуется сложным литологическим составом, так как в качестве породообразующих минералов, наряду с кальцитом, выступают доломиты и ангидриты. Значения коэффициента пористости (K_p), полученные с применением вышеописанной методики приведены в таблице 3. Так в скважине 22 в интервале коллектора 1540-1549 м, с выносом керна 93%, K_p по данным ГИС составляет 11,1%. В скважинах 14 и 16 с выносом керна 31,9% (скважина 14) и 20,6% (скважина 16), соответственно коэффициент пористости составляет 13%.

Коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов Павловского месторождения полученный с применением вышеописанных методик составляет 0,64%. Значения коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$), представлены в таблице 4. ***Составление корреляционной схемы:***

Построение корреляционной схемы нижнепермских отложений по методике описанной в разделе 3, было произведено по скважинам: № 24; 22; 16; 12, вскрывшими отложения филипповского горизонта стратиграфически приуроченного к подошвенной части кунгурского яруса и нижнеартинско-сакмарских отложений артинского яруса нижнего отдела пермской системы, как показано в приложении Е. Региональными реперами в схеме корреляции выступают мощные толщи галогенных образований отнесенных к иреньскому горизонту, залегающие в подошве кунгурского яруса.

Расчленение разреза на стратиграфические комплексы (яруса, горизонты) осуществлялось по детальному комплексу ГИС (ПС, КС, КВ, БК, БМК, ГК, НГК, АК, Терм). Характерные признаки пород на диаграммах ГИС представлены в таблице 4.

Плотные неглинистые пласты доломитов выделяются высокими значениями кажущихся сопротивлений на диаграммах электрического каротажа, повышенными значениями по НГК, низкими показаниями ГК и, как правило, сужением диаметра скважины КВ, как это показано в соответствии с приложениями: Б, В, Г, Д, Е. Для ангидритизированных доломитов характерно некоторое повышение естественной гамма-активности и снижение показаний на диаграммах КС и НГК, пласты каменной соли отличаются от карбонатных отложений увеличенным диаметром скважины, высокими показаниями НГК, АК повышенными значениями интервального времени (Δt), близкими к 220 мкс/м., что будет считаться – *линией корреляции*. Кровля продуктивных филипповско-верхнеартиских и нижнеартинско-сакмарских отложений доломитов с пропластками ангидритов отличается от толщи соли в низах кунгурского яруса резким увеличением естественной гамма-активности, пониженными значениями КС и показаний НГК, увеличением Δt на диаграммах АК.

Выполненная схема корреляции газонасыщенных подсолевых отложений нижнепермского возраста по четырем скважинам Павловского месторождения, представлена в приложении Е.

На корреляционной схеме скважины № 24; 22; 16; 12, расположены в субширотном направлении по профилю I-I, и представлены на приложении Ж. По корреляционной схеме наблюдается закономерное увеличение общей мощности коллектора от крыльев складки к сводовой части.

Так в скважине № 24 газонасыщенная толщина составляет 6,8м, а в скважинах № 22 и № 16, расположенных в сводовой части залежи газонасыщенная толщина равна 33,9м и 53,9м соответственно, а затем в скважине 12 вновь сокращается до 10,2м.

Закономерности в уменьшении подсчетных параметров коэффициента пористости (K_p) и коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) в исследуемом пласте не установлены. Значения коэффициента пористости остается практически неизменным и составляет 13%.

Коэффициент нефтегазонасыщенности равен 0,64% по всему рассматриваемому профилю.

Заключение. По результатам исследования Павловского месторождения установлено, что: **1.** Продуктивные отложения нижнепермского возраста сложены сульфатно-карбонатным составом. **2.** Определены подсчетные параметры пласта-коллектора: коэффициента пористости (K_p) и коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$). **3.** Выявлена закономерность распределения мощностей в субширотном направлении. **4.** Значения коллекторских свойств не изменяются на всем протяжении рассматриваемого профиля.

Таким образом, примененный комплекс промыслово-геофизических исследований и методика его интерпретации позволяют в сложных геологических условиях Прибортовой зоны Прикаспийской впадины, решать весь спектр проводимых геолого-геофизических задач.