

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

Кафедра геофизики

**«Комплекс ГИС для определения фильтрационно-ёмкостных свойств и  
характера насыщения на примере меловых коллекторов  
Таёжного месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 501 группы  
направление 05.03.01 геология  
геологического ф-та  
Цыганова Сергея Александровича

**Научный руководитель**

К. г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

**Зав. кафедрой**

К. г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

Е.Н. Волкова

подпись, дата

Саратов 2017

**Введение.** Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород стали основными при подсчетах запасов нефти и газа.

В последние годы промыслово-геофизическая информация широко используется при проектировании разработки месторождений нефти и газа, а также при контроле и анализе процесса разработки, т.к. обеспечивает получение всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов.

С целью подсчета запасов выполняются обычно следующие задачи:  
литологическое расчленение разреза скважины;  
выделение эффективных нефтенасыщенных толщин;  
количественная оценка коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных коллекторов.

Указанные задачи решают с использованием результатов исследований керна и опробования пластов, наряду с полученными материалами выполненного комплекса промыслово-геофизических исследований скважин. Решение задач позволяет осуществить обработку и интерпретацию результатов ГИС с целью оценки фильтрационно-емкостных параметров перспективных отложений.

Для определения подсчетных параметров в нашей стране и за рубежом используются многочисленные способы обработки геофизической информации. Значительная их часть физически обоснована и объективно учитывает реальные возможности геофизических методов и точность измерений геофизических параметров серийной аппаратурой. Их применение правомерно и дает надежную геологическую интерпретацию.

Выпускная квалификационная работа посвящается обоснованию оптимального и достаточного комплекса ГИС для определения фильтрационно-емкостных параметров изучаемого объекта, а также методике обработки геофизического материала, с помощью которой можно получить наиболее достоверную информацию об изучаемом коллекторе по данным каротажа на примере меловых коллекторов Таежного месторождения.

В данной работе представлены результаты интерпретации геофизических данных, полученные по промыслово - геофизическим исследованиям на Таежном месторождении и вычислены фильтрационно-емкостные свойства, включающие определение таких параметров, как коэффициент пористости  $K_p$  (по электрическому, акустическому нейтронному и гамма-методам), коэффициент проницаемости  $K_{пр}$ , коэффициент глинистости  $K_{гл}$ , коэффициент нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$ .

В работе рассмотрены вопросы, связанные с геологическими особенностями площади, на которой расположено месторождение, с методикой выделения продуктивных отложений и с обобщением показателя нефтегазонасыщенности, определяемым по каротажным диаграммам исследуемых скважин

### **Основное содержание работы**

Таежное нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты- Мансийского автономного округа Тюменской области, в 800 км к северо-востоку от г.Тюмени и в 40 км к северо-западу от Самотлорского месторождения, как изображено на рисунке 1.

В геологическом строении Нижневартовского свода, где расположено Таежное месторождение, принимают участие породы доюрского фундамента, мезокайнозойских терригенных отложений платформенного чехла. В разрезе последних выделяются юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные образования.

Палеозойский фундамент на месторождении представлен сильно метаморфизованными глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами, туфоконгломератов с галькой кристаллических пород диабазов. Максимальная вскрытая мощность этих пород на месторождении составила 120м.

Породы юрской системы залегают с резким угловым несогласием на породах фундамента и представлены тремя отделами. Они характеризуются четко выраженным двухчленным строением.

**Меловая система** представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. .

Палеогеновая система состоит в нижней части, в основном, из глин морского происхождения, мощность которых составляет 280-320 м, выше залегают континентальные осадки – переслаивание глин, песков, бурых углей с остатками древесины (атлымская, новомихайловская, журавская свиты). Мощность осадков 235-240 м.

Четвертичные отложения – супеси, суглинки, пески, торф, залегают на размытой поверхности осадков журавской свиты, мощность их достигает до 125 м.

В пределах Западно-Сибирской плиты большинство исследователей выделяет три структурно – тектонических этажа:

Нижний – формировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной плиты.

Средний – объединяет отложения, образовавшиеся в условиях парагеосинклинали, имевшей место в пермско – триасовое время.

Верхний – мезо – кайнозойский, типично платформенный. Формировался в условиях длительного, устойчивого погружения фундамента.

Таежное месторождение является многопластовым. В разрезе слагающих пород выделены 14 продуктивных объектов.

На основе физических свойств пород терригенного разреза можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить как выделяются интересующие нас породы по данным геофизического каротажа, а также продумать комплекс геофизических в скважинах с более точным расчленением разрезОсновными факторами, определяющими выбор комплекса стандартных методов ГИС, являются степень сложности изучаемого разреза, особенности технологии бурения, включая горно-технические условия в скважине.

В бурящихся скважинах Таежного месторождения геофизические исследования проводились обязательным комплексом методов, утвержденным

на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

В течении ряда лет освоения месторождений Западной Сибири обязательный комплекс претерпел ряд изменений и дополнений. Комплекс ГИС в поисковых и разведочных скважинах включает в себя следующие методы:

1. Основной комплекс (методы основного комплекса) для общих исследований по всему разрезу в масштабе глубин 1:500:

1. Стандартный каротаж: КС, ПС.
2. Кавернометрия (профилеметрия).
3. Индукционный каротаж.ИК
4. Гамма-каротаж (ГК).
5. Нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ).
6. Инклинометрия.
7. Акустическая цементометрия .

Дополнительные методы для расширенного комплекса: акустический каротаж , термометрия, боковой каротаж .

Методы ГИС уверенно применяются для получения основных подсчетных параметров коллекторов – эффективной толщины ( $H_{эф}$ ), коэффициентов открытой пористости ( $K_{п}$ ) и нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ), случае чистых и слабоглинистых песчаников. При исследовании же глинистых песчаников, в особенности полимиктовых, задача усложняется [5].

Надежность подсчета запасов нефти и газа зависит, в первую очередь, от того, насколько верно решена задача выделения эффективных толщин продуктивных коллекторов. Глины и глинистые покрышки выделяются по сравнению с окружающими породами, максимальными диффузионно-адсорбционными потенциалами по ПС (линия глин), естественной радиоактивностью по ГК, водородосодержанием по НК, затуханием амплитуды акустической волны по АК и пониженными значениями удельного сопротивления по электрическому каротажу (зонды малой глубинности БКЗ, МБК, БК), пониженной скоростью акустической волны по АК. Глины с

лучшими экранирующими свойствами, которые являются покрышками основных нефтегазоносных комплексов, имеют самые низкие удельные сопротивления и максимальные каверны по кавернограмме ( $d_c > 0.3-0.4$  м). Региональные глинистые покрышки прослеживаются по геолого-геофизическим корреляционным схемам и их мощность обычно больше 10 м. А локальные глинистые покрышки, прослеживаемые только по изучаемой площади, могут быть меньшей мощности.

Плотные прослои – неколлекторы по сравнению с окружающими породами выделяются повышением удельного сопротивления по установкам электрического каротажа, особенно четко отмечаются по БМК, МКЗ, БК и подтверждаются по НК низким водородосодержанием, по АК повышением скорости акустических волн. Мощность плотных прослоев обычно не превышает 2 м, но они могут быть существенной помехой при интерпретации данных электрического каротажа.

Полимиктовые коллекторы по сравнению с окружающими глинами выделяются отрицательными аномалиями ПС, приращениями на показаниях МКЗ, уменьшением естественной радиоактивности по ГК, средним водородосодержанием между глинами и плотными прослоями по НК, меньшим затуханием акустической волны по АК, повышенным удельным сопротивлением по установкам электрического каротажа небольшой глубинности по сравнению с окружающими глинами за счет повышающего проникновения фильтрата в прискважинную зону и по наличию глинистой корки на кавернограмме. Коллекторы также выделяются по наличию приращений на повторных замерах по эффекту формирования или расформирования зоны проникновения. В изучаемом интервале коллекторы с лучшими ФЕС обычно выделяются максимальными отрицательными аномалиями ПС и минимальной естественной радиоактивностью по ГК. Качественную оценку ФЕС изучаемого коллектора по  $\alpha_{пс}$  и  $\Delta J_{гк}$  можно получить сравнением только с окружающими породами, так как при больших интервалах глубин значительно влияет эффект уплотнения с глубиной

погружения. Увеличение глубины погружения полимиктовых коллекторов существенно ухудшает их ФЕС. В интервале 1000-3000 м коллекторы с одинаковыми относительными геофизическими параметрами ( $\alpha_{пс}$  и  $\Delta J_{гк}$ ) по абсолютной проницаемости отличаются в 10-100 раз.

Для определения пористости коллекторов по кривой ПС целесообразно вместо амплитуды  $\Delta U_{пс}$  отклонения кривой ПС использовать коэффициент снижения амплитуды ПС  $\alpha_{пс}$ .

Для определения пористости пород с помощью метода самопроизвольной поляризации на Таежном месторождении для различных групп пластов, по данным лабораторных исследований керна и данным промыслово-геофизических материалов, были построены и рассчитаны корреляционные зависимости коэффициента пористости и относительного параметра  $\alpha_{пс}$  (Таблица 2). При построении зависимости  $\alpha_{пс} = f(Kп)$  использовались привязанные к разрезу значения пористости, определенные по керну.

Таблица 2 - Алгоритмы определения  $Kп$  по  $\alpha_{пс}$  для различных продуктивных пластов Таежного месторождения.

Продуктивный пласт	Зависимость $Kп = f(\alpha_{пс})$
АВ 1-5	$Kп = 0.152 \alpha_{пс} + 0.138$
БВ 6-9	$Kп = 0.083 \alpha_{пс} + 0.167$
ЮВ	$Kп = 0.145 \alpha_{пс} + 0.063$

Для определения коэффициента пористости горных пород используют нейтрон-нейтронный метод по надтепловым (ННК-Т) нейтронам с достаточно большими зондами (40-60 см).

Присутствие в горной породе глинистого материала увеличивает ее водородосодержание, которое в зависимости от состава глинистых минералов различно: гидрослюды эквивалентны водоносным породам с пористостью 25%, каолинитовые и хлоритовые глины – породам с пористостью 35%, монтмориллонитовые глины – породам с пористостью 50%. Погрешности в

оценке минералогического состава глин могут привести к недопустимым погрешностям в определении пористости пород.

Влияние глинистости пород на результаты НК увеличивается при уменьшении диаметра скважины.

Пористость исследуемых пород по данным нейтронных методов определяется по палеткам, построенным с помощью прямых измерений на физических моделях пластов и путем математического их моделирования для конкретных типов аппаратуры и скважинных условий.

Определение коэффициента пористости  $K_p$  по гамма-гамма плотностному каротажу основано на изучении рассеяния и поглощения гамма квантов стационарного источника окружающими скважину породами.

Глубинность метода ГГК невелика и зависит от длины зонда  $l$  и объёмной плотности пород. Вследствие малой глубинности метода влияние на результаты замеров ГГК глинистой корки неровностей стенки скважины и отклонений зонда от последней весьма большое.

Для исключения отмеченного используется отдельное определение плотности пород по результатам измерений двумя зондами ГГК разной длины с последующей обработкой их данных

Обработка результатов ГГК может выполняться лишь для пластов, мощность которых не меньше длины большого зонда, т.е 40 см.

Величина  $\delta_{ж}$  изменяется в реальных условиях от 0,8 (нефть) до 1,2 г/см<sup>3</sup> (сильноминерализованная вода). В пластах с  $k_{п}=20\%$  это отвечает изменению объёмной плотности на  $\pm 0,04$  г/см<sup>3</sup> от среднего значения  $\delta_{ж}$ , соответствующего 1 г/см<sup>3</sup>. Для пластов с хорошими коллекторскими свойствами из-за проникновения фильтрата промывочной жидкости и малой глубинности ГГК величину  $\delta_{ж}$  нужно принимать равной плотности фильтрата (при сопротивлении последнего выше 0,2 Ом  $\delta_{ж} \approx 1$  г/см<sup>3</sup>). Исключения наблюдаются при бурении скважин на промывочных жидкостях с большим содержанием нефти, не проникающих в пласт (в этом случае при оценке пористости по ГГК необходимо учитывать истинный характер насыщения пластов); на



насыщенном минерализованном растворе, например, в разрезах, содержащих каменную соль ( $\delta_{ж}=1,2$  г/см<sup>3</sup> для всех пластов), в интервалах, насыщенных газом или газоконденсатом (в этом случае  $\delta_{ж}$  может варьировать в широких пределах: от нескольких десятых до 1,2 г/см<sup>3</sup>).

Точность оценки пористости по величине объёмной плотности связана в первую очередь с тем, насколько достоверно известна величина  $\delta_{ск}$ . В песчано-глинистом разрезе с поликомпонентным и полимиктовым составом скелета пород плотность скелета полимиктовых песчаников, например, может колебаться от 2,57 до 2,7 г/см<sup>3</sup>, что существенно снижает точность измерений пористости этих пород по ГГК. В пластах с повышенным содержанием глинистости величина  $k_p$ , определённая по данным ГГК, завышена.

Во всех случаях допустимая погрешность оценки пористости (средняя квадратичная) не должна превышать  $\pm 2\%$ , а максимальная  $\pm 3\%$  от объёма породы. Погрешность измерений плотности по ГГК появляется в основном из-за влияния глинистой корки и неровностей рельефа стенки скважины, вызванных размывами и кавернозностью. При толщине глинистой корки более 20 мм, а также существенных неровностях стенки скважины результаты измерений ГГК мало пригодны для получения количественных данных.

Диаграммы метода ПС используют для определения глинистости в терригенных коллекторах с рассеянным 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  $\eta_{гл}$ , которая характеризуется снижением  $\alpha_{пс}$  с ростом  $\eta_{гл}$ . Вид связи между этими параметрами зависит от ряда геолого-геофизических факторов, среди которых главные – это адсорбционная активность глинистого материала  $Q_{гл}$  и минерализация пластовых вод  $C_v$ .

Истинные водосодержание  $K_v$  и нефтесодержание  $K_{нг}$  породы на образцах керна из скважины, бурящейся с обычным глинистым раствором, определить невозможно, поскольку первоначальный состав флюидов в порах образца

искажен в результате проникновения фильтрата бурового раствора и выноса керна на поверхность.

При подсчете запасов и решении других задач параметры  $K_v$  и  $K_{нг}$  находят по данным метода сопротивлений, используя связь между параметром насыщения  $R_n$  и коэффициентом водонасыщения  $K_v$ . Зависимость  $R_n=f(K_v)$  получают в лаборатории на капилляриметрической установке, моделируя на образцах коллектора различное водонасыщение и измеряя соответствующие значения удельного сопротивления образца  $\rho_{п}$ .

Определение  $K_{нг}$  по данным метода сопротивлений в однородном коллекторе сводится к следующему: 1) находят  $\rho_{п}$  по диаграммам метода сопротивлений; 2) вычисляют  $\rho_{вп}$ ; 3) рассчитывают  $R_n$ ; 4) выбирают зависимость  $R_n=f(K_v)$ , соответствующую данному типу коллектора и высоте положения изучаемого интервала по отношению к ВНК, и устанавливают  $K_v$  и  $K_{нг}$  для вычисленного значения  $R_n$  по выбранной зависимости.

При оценке насыщения коллекторов по  $R_n$  для расчета этого параметра необходимо знать значения  $\rho_v$ ,  $\rho_{вп}$ ,  $\rho_{п}$ . Удельное сопротивление пластовой воды  $\rho_v$  определяется по ее известной минерализации из испытанных водоносных пластов на изучаемой площади. Если таких данных нет, то можно использовать обобщенные результаты для отдельных нефтегазоносных комплексов и районов Западной Сибири. Расчетное удельное сопротивление в случае 100% водонасыщенности изучаемого пласта определяется по формуле  $\rho_{вп} = R_n \cdot \rho_v$

Истинное удельное сопротивление  $\rho_{п}$  пласта может быть определено по БКЗ+ИК+БК известными способами. Для более точной оценки этого параметра рекомендуется определять его всеми способами и выбрать менее искаженное значение.

В итоге рассчитаны следующие параметры: относительный параметр ПС –  $\alpha_{пс}$ , коэффициенты пористости по методам ПС, АК, ГГКп, ННКт –  $K_{пс}$ ,  $K_{пак}$ ,  $K_{пнк}$ ,  $K_{пгк}$ , коэффициенты глинистости  $K_{гл}$ , проницаемости  $K_{пр}$ , водонасыщенности  $K_v$  и характер насыщения – флюид. Результаты

интерпретации в таблице заключения по оперативной интерпретации данных ГИС.

Для расчетов параметров использованы обобщенные зависимости для Нижневартовского свода и Таежного месторождения. Проницаемые прослои выделялись по критическим отсечкам ГК,  $\alpha_{пс}$ , БК. Для определения характера насыщения использовались граничные значения удельного электрического сопротивления пласта.

### **Заключение.**

В результате выполнена задача оценки фильтрационно-емкостных свойств. Детальными исследованиями охвачен интервал меловых отложений, вскрыты пласты группы БВ с БВ5 по БВ8. Продуктивными по данным ГИС являются: БВ 6 в интервале 2182.0-2188.4 м, БВ8 в интервале 2265.8-2269.2 м.

Для расчетов параметров использованы обобщенные зависимости для Нижневартовского свода и Таежного месторождения. Рассчитаны следующие параметры: относительный параметр ПС –  $\alpha_{пс}$ , коэффициенты пористости по методам ПС, АК, ГГКп, ННКт –  $K_{пс}$ ,  $K_{пак}$ ,  $K_{пнк}$ ,  $K_{пгк}$ , коэффициенты глинистости  $K_{гл}$ , проницаемости  $K_{пр}$ , водонасыщенности  $K_{в}$  и характер насыщения – флюид. Проницаемые прослои выделялись по критическим отсечкам ГК,  $\alpha_{пс}$ , БК. Для определения характера насыщения использовались граничные значения удельного электрического сопротивления пласта.

Установлено, что выполненный комплекс ГИС при удовлетворительном качестве материалов, а также условиях проведения комплекса, является достаточным и позволяет выделить в разрезе месторождения пласты-коллекторы; установить характер их насыщения; выполнить расчленение и корреляцию разреза; определить с необходимой точностью подсчетные параметры-коэффициенты пористости, нефтенасыщенности, эффективные толщины; оценить техническое состояние скважин.

Учитывая, что определения коэффициентов пористости, проницаемости и водонасыщенности методами каротажа являются косвенными и их достоверность обычно оценивается при сопоставлении с данными керна в

интервалах с высоким его выносом (50% и более) и высокой частотой определения параметра на 1 м разреза. можно рекомендовать для дальнейших исследований среднее значение коэффициента пористости по четырем методам (ПС, ГК, АК, НК). При этом повышается точность оценки пористости, а также получается своего рода комплексирование методов, имеющих различную физическую основу.

В итоге работы следует вывод о возможности суждения по результатам интерпретации комплексных геолого-геофизических данных геолого-геофизических свойств разреза и условиях залегания пород на глубине.

Разработка новых технических средств для исследований и испытаний скважин, расширение комплекса геофизических исследований в них, совершенствование методик интерпретации промыслово-геофизических данных позволяют сегодня решать широкий круг задач при изучении открытого ствола нефтяных скважин.