

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования

«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ  
Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Выделение и изучение свойств пластов-коллекторов методами ГИС на  
примере скважин Производственного месторождения»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 5 курса 531 группы

направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

геологического факультета

Иксанова Рината Марсовича

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 2023

**Введение.** Геофизические исследования скважин - это методы геологической и технической документации проходки скважин, основанные на изучении в них различных геофизических полей. Интенсивное применение ГИС объясняется тем, что эти методы позволяют более эффективно организовывать разведку и эксплуатацию месторождений. Они обеспечивают резкое сокращение отбора образцов при бурении (керн), сокращая при этом стоимость и время бурения.

Геофизические методы исследования скважин предназначены для изучения геологического разреза и, в частности, выявления пластов разной литологии, определения углов и азимутов их падения, а также оценки пористости, проницаемости, коллекторских свойств окружающих пород и их возможной нефтегазоносной продуктивности. Специальной аппаратурой производится контроль технического состояния скважин (определение диаметров, искривления, наличия цемента в затрубном пространстве и др.), а также прострелочно-взрывные работы в скважинах (отбор образцов из стенок, перфорация обсадных колонн). Физические свойства горных пород, определяемые в результате исследования в скважинах, служат не только для непосредственного получения той или иной геологической информации, но и для интерпретации данных полевой геофизики.

Цель работы заключалась в анализе выделения и изучения свойств пластов-коллекторов методами ГИС на примере скважин Производственного месторождения. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи: проанализировать геолого-геофизическую информацию о строении, нефтегазоносности, изученности Производственного нефтяного месторождения; изучить методику работ ГИС на указанном месторождении; охарактеризовать аппаратуру, использованную для регистрации данных ГИС; проанализировать предварительные результаты определения фильтрационно-емкостных свойств пород. Выпускная квалификационная работа состоит из следующих разделов и подразделов: введение, геолого-геофизическая

характеристика района исследования, геофизическая изученность района исследования, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоническое строение, нефтегазоносность, методика исследования, обоснование оптимального комплекса ГИС, теоретическая основа применяемых методов ГИС, аппаратура, результаты, заключение.

**Основное содержание работы. Первый раздел описывает геолого-геофизическую характеристику района исследования.** Впервые район месторождения площадными рекогносцировочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:200000 был изучен в 1965 г. В результате этих работ на правобережном участке р. Таз и вдоль ее притока р. Русской была выявлена крупная валообразная приподнятая зона. В сводовой части вала выявлено локальное поднятие. Локальное поднятие подготовлено к поисковому бурению на меловые и верхнеюрские отложения.

В низах неокомской части разреза выделена структурно-литологическая ловушка по наклонному отражающему горизонту В<sub>3</sub>.

Последующими площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ Производственная структура была подготовлена к глубокому бурению по нижне-среднеюрским отложениям, детально расчленена толща неокомских отложений, геологическое строение площади детализировано и уточнено, было рекомендовано поиск и разведку продуктивных пластов в неокомских отложениях проводить, используя в качестве структурной основы карты по соответствующим отражающим горизонтам.

На Производственной площади в скв. 700 проведены сейсмокаротаж и вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП) в интервале палеогеновых и меловых отложений (848-2828 м). Другой ближайшей скважиной, где были проведены СК и ВСП в интервале глубин 237-3273 м, является скважина 711, которая находится на площади Малотагульского поднятия.

Построены структурные карты по стратиграфическим отражающим горизонтам С<sub>4</sub> (турон), Г (сеноман), М<sup>1</sup> (апт), Н<sub>4</sub><sup>50</sup>, Н<sub>5</sub><sup>00</sup>, Н<sub>5</sub><sup>10</sup>, Н<sub>5</sub><sup>20</sup>, Н<sub>5</sub><sup>30</sup>, Н<sub>5</sub><sup>31</sup>, Н<sub>5</sub><sup>40</sup>, Н<sub>5</sub><sup>50</sup>, Н<sub>5</sub><sup>60</sup>, Н<sub>5</sub><sup>61</sup> (неоком), Б<sub>10</sub>, Б<sub>30</sub>, Б<sub>31</sub> (верхняя юра), Т<sub>2</sub> (средняя юра), Т<sub>4</sub>

(нижняя юра), Ia (подошва юры), Ib (нижний триас) и A (Пв) (палеозой). При построении структурных карт были учтены данные бурения скважин, имеющихся на данный момент.

В пределах Производственного локального поднятия завершено бурением 17 скважин, вскрывших нижнемеловые и верхнеюрские отложения (за исключением скв. 720, которая вскрывала среднеюрские отложения тюменской свиты), одна скважина (724) находится в бурении. Этой скважиной также проектируется вскрыть юрские отложения тюменской свиты. Данными бурения подтверждается наличие выделенной сейсморазведочными работами МОВ ОГТ Производственной структуры.

Кроме того, в пределах Восточно-Производственного и Ольнерского локальных поднятий пробурено по одной скважине, вскрывших отложения яновстанской свиты.

Поисково-разведочные работы на Производственной площади были начаты в 1984 году бурением поисковой скважины 700, заложенной в своде структуры. Скважиной при глубине 3255 м были вскрыты берриасс-валанжинские отложения яновстанской свиты. По материалам каротажа была вскрыта газовая залежь в продуктивном горизонте сеноманского отложения.

Производственное месторождение было открыто в 1985 году поисковой скв. 702, расположенной на северном крыле поднятия. Скважина была пробурена до глубины 3350 м и выявила в нижнеэокомских отложениях залежи нефти в пластах БТ<sub>13</sub> (интервал 3038-3048 м), БТ<sub>14</sub> (интервал 3105-3114 м) и газоконденсатную залежь в пласте БТ<sub>17</sub> (интервал 3290-3300 м). В дальнейшем бурением скв. 709 была открыта нефтяная залежь в пласте БТ<sub>16</sub> (интервал 3251-3266 м) яновстанской свиты и скв. 720 - газоконденсатная залежь в пласте Ю<sub>2</sub> (интервал 3694-3697 м) тюменской свиты.

Геологический разрез Производственного месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются породами доюрского основания.

Породы доюрского основания на месторождении не вскрыты.

Максимальная вскрытая мощность мезозойско-кайнозойских осадочных пород в скв. 720 составляет 3697 метров.

По данным сейсморазведочных работ толщина осадочного чехла на площади работ изменяется от 6400м до 8400м. Изменение толщины осадочного чехла обусловлено погружением кровли доюрских образований в северо-восточном направлении.

В разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла выделяются следующие седиментационные комплексы (снизу-вверх): заводоуковская серия (нижняя-средняя юра), полудинская серия (келловей-готерив), усть-тазовская серия (готерив-сеноман), дербышинская серия (турон-палеоцен) и песчано-глинистые отложения антропогена.

На территории Западно-Сибирской геосинеклизы в составе земной коры выделяются три структурно-тектонических этажа – складчато-метаморфический фундамент, промежуточный структурный этаж и ортоплатформенный осадочный чехол.

Нижний структурно-тектонический этаж сформировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития. Его строение в северной части геосинеклизы изучено недостаточно вследствие очень больших глубин залегания (6км и более).

Средний структурно-тектонический этаж слагают вулканогенные и осадочные породы туринской и челябинской серий, образовавшиеся в пермско-триасовое время. От пород фундамента они отличаются меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма.

Верхний структурно-тектонический этаж (мезозойско-кайнозойский) образует ортоплатформенный мезозойско-кайнозойский чехол, сформировавшийся в условиях длительного погружения территории. В мезозойско-кайнозойском чехле в северной части Западно-Сибирской геосинеклизы на фоне общего погружения в северном направлении выделяется ряд структур первого и второго порядков.

Производственное месторождение расположено в северо-восточной части Производственного вала - структуры II порядка, осложняющей северную часть Мангазейской сложной моноклинали - структуры I порядка, принадлежащей Русско-Часельскому поясу мегавалов Надым-Тазовской синеклизы (Ямало-Тазовская мегасинеклиза).

Производственное месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинали - структуре III порядка, осложняющей северо-восточную часть Производственного вала. На севере этот вал граничит с Большехетской впадиной, на востоке и юго-востоке - с Нижнетазовским крупным прогибом, на западе - с Русским малым валом.

По характеру изменения рельефа отражающих горизонтов в верхней части земной коры в районе Производственного месторождения выделяются четыре крупных структурно-литологических комплекса: верхнепалеозойский, триас-юрский, неокомский и апт-сеноманский.

В результате поисково-разведочных работ в нижнемеловых отложениях были выявлены две нефтяные залежи в пластах БТ<sub>16</sub> и БТ<sub>17</sub><sup>3</sup>, четыре газоконденсатнонефтяные залежи в пластах БТ<sub>13</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>13</sub><sup>2</sup>, БТ<sub>14</sub><sup>1</sup>, газоконденсатная залежь в пласте БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> и одна газоконденсатная залежь в среднеюрских отложениях тюменской свиты в пласте Ю<sub>2</sub>.

Уникальность Производственного месторождения заключается в том, что оно находится на стыке четырех нефтегазоносных районов (Большехетского, Сузунского, Мангазейского и Тазовского), поэтому в геологическом строении и нефтегазоносности этого месторождения проявляются характерные особенности названных районов.

Нефтедержащими объектами на месторождении являются песчаные пласты в составе нижнехетской свиты. Большинство из них перекрывается характерными глинистыми пластами или пачками, которые являются маркирующими горизонтами в разрезе. Эти маркирующие горизонты использовались как опорные при корреляции разрезов скважин.

По результатам сопоставления разрезов скважин с использованием указанных реперов выполнена достаточно уверенная корреляция всех продуктивных пластов.

По результатам выполненной детальной корреляции по всем скважинам определены границы продуктивных пластов и выполнено послойное выделение в них интервалов залегания коллекторов, глинистых пропластков. Результаты этой обработки явились основой для определения морфологических параметров пластов. Рассмотрим основные закономерности и особенности морфологического строения продуктивных пластов на Производственном месторождении.

В разрезе отложений раннемелового возраста нефтегазоносность связана с пластами БТ<sub>13</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>13</sub><sup>2</sup>, БТ<sub>14</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>16</sub>, БТ<sub>17</sub><sup>2</sup> и БТ<sub>17</sub><sup>3</sup>.

**Во втором разделе изучена методика исследования.** С учётом различного влияния изменений свойств промывочной жидкости на результаты отдельных методов первыми выполнялись электрические и электромагнитные методы (ПС, БКЗ, БК, ИК, МК), затем ГК, НКТ, каверно-профилеметрия. При изменении свойств промывочной жидкости (особенно её удельного электрического сопротивления – на порядок и более) отдельные методы – ПС, БК, БМК – выполнялись дважды: до и после изменения свойств жидкости. В многопластовых и массивных залежах проводились повторные исследования БК, БМК или, в зависимости от минерализации промывочной жидкости, ИК и МК, перекрывая этими методами вышезалегающие интервалы каждый раз при исследовании нижезалегающих.

При оценке граничных признаков коллекторов  $K_{п}^{гр}$ ,  $K_{пр}^{гр}$ ,  $K_{во}^{гр}$  использовался и петрофизический способ, основанный на связях типа “кern-кern”.

На Производственном месторождении данные по определению  $K_{но}$  отсутствуют, поэтому для определения граничных величин пористости, проницаемости и водонасыщенности использовался коэффициент эффективной пористости ( $K_{лэф}^{гр}$ ) равный 3 %, что не противоречит данным.

Анализируя связи Кп-Кпэф, Кво-Кпэф и Кпр-Кпэф, выходим на граничные значения: коэффициент пористости для пласта БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> равен 10%, для пластов БТ<sub>13-14</sub> равен 13.8%; коэффициент остаточной водонасыщенности для БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> равен 73%, для БТ<sub>13-14</sub> равен 80%; коэффициент проницаемости для пласта БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> равен 0.4мД, для пластов БТ<sub>13-14</sub> равен 0.3мД. Важно отметить, что связи «кern-кern» для пласта БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> более уверенные, нежели для пластов БТ<sub>13-14</sub>. Об этом убедительно свидетельствуют коэффициенты корреляции:

для БТ <sub>17</sub> <sup>2-3</sup> – Кп-Кпэф R=0.9894	для БТ <sub>13-14</sub> – Кп-Кпэф R=0.6596
Кво-Кпэф R=0.9984	Кво-Кпэф R=0.9253
Кпр-Кпэф R=0.9755	Кпр-Кпэф R=0.8538,

Объяснить это можно тем, что пласты БТ<sub>13</sub> и БТ<sub>14</sub> должны иметь каждый свою индивидуальную зависимость Кпэф с Кп, Кво, Кпр, так как литологический состав пластов разный, минерализация пластовой воды так же отличается. Попытка построения отдельных петрофизических зависимостей для этих пластов была предпринята, но отсутствие достаточной выборки определений этих параметров по керну не позволяет уверенно их разделить.

При сопоставлении коэффициента пористости и остаточной водонасыщенности с коэффициентом проницаемости получаем подтверждение граничного значения проницаемости для пласта БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> равного 0.4мД и пластов БТ<sub>13-14</sub> равного 0.3 мД при этом связь Кво с Кпр выстраивается в одно уравнение. Верхняя часть ветви уравнения основана на данных по пласту БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup>, нижняя часть на данных по пластам БТ<sub>13-14</sub>. Проницаемость в пласте БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> выше, чем проницаемость в пластах БТ<sub>13-14</sub>, при этом средневзвешенный коэффициент пористости по этим объектам отличается всего на 2 % абсолютных. Этим, видимо и объясняется поведение связи Кво с Кпр.

Результат построения связи Кво с Кп подтверждает граничный коэффициент пористости по пласту БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup>. Для пластов БТ<sub>13</sub> и БТ<sub>14</sub> связь



отсутствует, видимо по причине того, что диапазон критических значений  $K_{во}$  не охарактеризован значениями  $K_p$ , по этой же причине нельзя построить эту связь для пластов БТ<sub>13</sub> и БТ<sub>14</sub> отдельно. Полученные граничные значения ФЕС были использованы как контрольные при выделении пластов-коллекторов. Однако, сразу следует оговориться, что лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств образцов горных пород пластов БТ<sub>13</sub>, БТ<sub>14</sub> и БТ<sub>17</sub> недостаточно для достоверной оценки граничных значений  $K_{пр}$ ,  $K_p$ ,  $K_{во}$ ,  $K_{пэф}$ .

Петрофизический способ установления граничных значений для пласта БТ<sub>16</sub> невозможно использовать на данном этапе изученности пласта, так как керн вынесен в трех скважинах: 702, где  $K_p^{керосин} = 2.3 \div 8.6\%$ ;  $K_{пр}^{газ} < 0.01 мД$ ; 703, где  $K_p^{керосин} = 4.7 \div 10.2\%$ ;  $K_{пр}^{газ} = 0.1 \div 0.3 мД$ ; 712, где  $K_p^{керосин} = 6.0 \div 7.1\%$ , значение коэффициента проницаемости не определено. Все значения определений  $K_p$  и  $K_{пр}$  на керне ниже граничных значений “коллектор-неколлектор”, установленных для коллекторов на Производственном месторождении, следовательно, данных исследований керна коллекторов нет для этого пласта, соответственно и определить граничные значения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и др. по пласту БТ<sub>16</sub> невозможно. Выделение коллекторов пласта БТ<sub>16</sub> хотя и осуществлено по аналогии с вышеперечисленными пластами, но очень не уверено из-за частого чередования коллекторов с плотными высокоомными пропластками. При этом в качестве подтверждения наличия коллекторов в пласте БТ<sub>16</sub> использованы результаты опробования в скважине 709 ( $Q_H = 3,45 м^3/сут.$ ) и по скважине 720 зафиксированные нефтегазопроявления при вскрытии бурением пласта. Определение подсчетных параметров пласта БТ<sub>16</sub> проводилось по аналогии с пластом БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup>, вследствие непосредственной близости по глубине этих объектов.

Петрофизический способ выделения пластов – коллекторов в полном объеме, с учетом  $K_p^{дин}$  невозможно использовать из – за отсутствия данных  $K_{но}$  по пластам Производственного месторождения, так же необходимо

учитывать малое количества керновых определений остальных петрофизических параметров.

Имеющаяся на сегодняшний день малочисленная информация о коллекторских свойствах и данных опробований скважин не позволяет уточнить граничные значения ФЕС и граничные геофизические параметры. Поэтому полученные граничные значения ФЕС надо считать предварительными, и они нуждаются в уточнении по мере получения дополнительных данных ФЕС, особенно данных по Кпо .

Петрофизической предпосылкой определения коэффициентов пористости коллекторов по данным ГК и ПС является наличие связи  $K_{п} = f(K_{гл})$ . На ограниченном керновом материале, имеющемся для рассматриваемых продуктивных пластов, показано, что такая связь наблюдается только для коллекторов пласта БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup> и как следствие, наблюдаются для коллекторов этого пласта связи  $K_{п} = f(\Delta J_{\gamma})$  и  $\Delta J_{\gamma} = f(K_{гл})$ .

Хорошие результаты определения коэффициентов пористости коллекторов получены при использовании уравнения, разработанного во ВНИГИКе. Уравнение связывает пористость с интервальным временем распространения упругой волны по акустическому каротажу, с учетом глинистости через двойной разностный параметр  $\Delta J_{\gamma}$ .

Необходимо заметить, что уточнение приведенного выше уравнения для пласта БТ<sub>13</sub><sup>1-2</sup> проводилось по пласту БТ<sub>13</sub><sup>2</sup>, без учета БТ<sub>13</sub><sup>1</sup>, так как в пласте БТ<sub>13</sub><sup>1</sup> предполагается высокое содержание  $K^{40}$ , что подтверждается описанием керна (образцы содержат гидрослюды), а так же нехарактерным для обычного разреза поведением кривой ГК на каротажных диаграммах: в наиболее чистых прослоях пласта-коллектора показания ГК максимальные (на уровне глин), в прослоях с низкими ФЕС показания более низкие, но все же нехарактерные для коллекторов своими высокими значениями. Эта закономерность прослеживается по всем скважинам, пробуренным на Производственном месторождении. Подтверждением того, что кривая ГК не отражает коллекторские свойства в пласте БТ<sub>13</sub><sup>1</sup> является керн вынесенный

по скважине 703 (интервал 3110.8-3112.8м), где пористость, определенная на образцах керна равна 18.6%, (n=6 образцов/метр), а по ГК повышенные показания  $J\gamma$  колеблются в интервале  $12.4 \div 10.8\gamma$ . При расчете с минимальным значением радиоактивности равным  $10.8\gamma$ ,  $Kп^{ГИС} = 10.7\%$ . Представительность этой точки не вызывает сомнения. Таким образом, можно сделать вывод: о некорректности использования  $J\gamma$  для расчета коэффициента пористости по пласту БТ<sub>13</sub><sup>1</sup>. По указанным выше причинам, расчет Кп по этому уравнению для пласта БТ<sub>13</sub><sup>1</sup> по всему месторождению не проводился. При появлении дополнительных керновых исследований эти уравнения могут быть уточнены.

Определение коэффициентов пористости по другим методам ГИС и методикам в настоящее время невозможно без детального исследования литологических и минералогических особенностей рассматриваемых коллекторов, особенно на предмет возможного наличия в них цеолитов. Таким образом, в силу указанных выше причин коэффициенты пористости коллекторов по пластам БТ<sub>13</sub><sup>2</sup>, БТ<sub>14</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>16</sub> и БТ<sub>17</sub> оценены только по данным акустического каротажа, которые и приняты в качестве подсчетных параметров. Пласт БТ<sub>13</sub><sup>1</sup> в результате интерпретации ГИС остался неохарактеризованным по коэффициенту пористости по всем скважинам. Для оценки запасов по этому подсчетному объекту было принято решение использовать Кп определенное по керну.

Заключение. В выпускной квалификационной работе проанализированы результаты исследований ГИС на Производственных скважинах (Тюменская область).

Получены следующие основные результаты:

1. Выделены коллектора в пластах БТ<sub>13</sub><sup>1-2</sup>, БТ<sub>14</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>16</sub> и БТ<sub>17</sub><sup>2-3</sup>.
2. Установлено, что подавляющее ( 85% ) количество пластов–коллекторов имеют малую толщину до 1.5м.
3. Вычисленные коэффициенты пористости коллекторов по пластам БТ<sub>13</sub><sup>2</sup>, БТ<sub>14</sub><sup>1</sup>, БТ<sub>16</sub> и БТ<sub>17</sub> приняты в качестве подсчетных параметров.