

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

Кафедра геофизики

**Закономерности распространения коллекторских свойств в
нижнемеловых отложениях и определение параметров по данным ГИС**

АВТОРЕФЕРАТ МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 2 курса 261 группы
направления 05.04.01 геология
геологического факультета
Суркова Михаила Юрьевича

Научный руководитель

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Головин Б.А.

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2020

Введение. Данная работа посвящена изучению ниже мелового возраста мегийонской свиты Аганского месторождения. Это месторождение представляет собой чисто нефтяное месторождение. Оно было открыто в 1965 году и расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), в 35 км к северу от г. Мегийона. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Самотлорское, Ватинское, Урьевское, Поточное. Запасы нефти месторождения четыре раза утверждались в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ). Первый раз в 1965г. по категории С2. Второй раз в 1971г. по результатам бурения 11 поисково-разведочных скважин по категориям А+В+С1 и С2. Третий раз в 1981г. по результатам бурения 21 поисково-разведочной и 360 эксплуатационных скважин. Четвертый раз в 1993 г. по результатам бурения 41 поисково-разведочной и 975 эксплуатационных скважин.

В настоящее время с поступлением новой геолого-промысловой информации потребовалось уточнение закономерностей распространения коллекторских свойств пласта Б8 Аганского месторождения, что и определило актуальность и тему выпускной квалификационной работы.

Целью написания выпускной квалификационной работы является определение закономерностей распространения коллекторских свойств пласта Б8 мегийонской свиты Аганского месторождения.

Задачи:

- дать геолого-геофизическую характеристику Аганского месторождения;
- выделить пропластки пласта Б8 по качественным и количественным признакам по материалам ГИС;
- определить коэффициенты пористости (K_p), глинистости ($K_{гл}$), проницаемости ($K_{пр}$), нефтенасыщения ($K_{нт}$) выделенных пластов;
- определить характер насыщения пласта Б8;
- построить схематические карты изменения мощности и коллекторских свойств пласта Б8 в пространстве.

- выявить закономерности распространения коллекторских свойств нижнемеловых отложений Аганского месторождения.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы мной были использованы материалы, собранные при прохождении преддипломной практики.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех разделов: Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Аганского месторождения», Раздел 2 «Методика исследования», Раздел 3 «Результаты исследований», заключения, списка литературы и приложений.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика Аганского месторождения» посвящен геолого-геофизической характеристике изучаемой территории. Включает в себя 4 подраздела. Подраздел 1.1 Изученность Аганского месторождения и схема расположения скважин с описанием административного расположения месторождения, краткими физико-географическими сведениями о территории. Месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), в 35 км к северу от г. Мегиона. Ближайшие разрабатываемые месторождения: Самотлорское, Ватинское, Урьевское, Поточное. Аганское месторождение открыто в 1965 году. В 1972 году месторождение было передано на баланс Главтюменнефтегаза и в 1973 году введено в промышленную разработку на основании Технологической схемы разработки. В процессе бурения уточнялось геологическое строение месторождения.

На месторождении выделено и находится в эксплуатации 15 объектов разработки: АВ₁³, АВ₂, АВ₃, АВ₄, АВ₅, АВ₇, БВ₀, БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₆, БВ₈, БВ₉, БВ₁₇₋₂₁, ЮВ₁.

В подразделе 1.2 «Литолого-стратиграфическая характеристика разреза» дается стратиграфическое описание геологического разреза исследуемой территории. В геологическом строении Нижневартовского свода, где расположено Аганское месторождение, принимают участие породы

доюрского фундамента и мезо-кайнозойские терригенные отложения платформенного чехла.

В подразделе 1.3 «Тектоника Аганской структуры» описано тектоническое строение и районирование территории, к которой приурочено месторождение. Аганское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на северном склоне структуры первого порядка – Нижневартовского свода. В тектоническом отношении Аганское поднятие относится к структуре второго порядка, оконтуривается по отражающему горизонту «Б» сейсмической изогипсой минус 2475 м, амплитуда поднятия составляет 135 м, углы наклона крыльев варьируют от долей градусов до 7. Поднятие осложнено куполами, размеры которых от 1·1,5 км до 2,5·4 км.

В подразделе 1.4 описана нефтегазоносность района. Промышленная нефтеносность пласта БВ8 подтверждена скважиной 580, которая показала дебит нефти 182 т/сут. на 16 мм штуцере. Залежь пласта имеет размеры 3,2*0,6 км; относится к структурно-литологическому типу. Залежь пласта БВ8 является основным объектом разработки, характеризуется относительно однородным строением и высокими коллекторскими свойствами, показанным в таблице 1. Водонефтяной контакт выявлен на отметке 2175 м.

Раздел 2 «Методика исследования» включает в себя 5 подразделов. В подразделе 2.1 дана характеристика комплекса ГИС проводимого на Аганском месторождении. В исследуемых скважинах проводился следующий комплекс ГИС. В него входили гамма-каротаж, ВИКИЗ, ПС и кавернометрия.

В подразделе 2.2 «Выделение коллекторов» были описаны основные предпосылки для выделения коллекторов по геофизическим данным. Выделение коллекторов – важная и сложная задача интерпретации. Коллектором обычно называют породы, в пустотном пространстве которых содержатся флюиды (нефть, газ, вода), которые могут быть извлечены при соответствующем воздействии. Подавляющее число коллекторов приурочено к терригенным (песчаным, алевритовым) и карбонатным (известняковым, доломитовым) отложениям. Изверженные и метаморфические породы, гидрхимические осадки (гипсы, ангидриты, соли), глины, сланцы,

аргиллиты, а также малопористые, не трещиноватые плотные известняки, доломиты и песчаники практически не проницаемы и относятся к неколлеуторам. По морфологии порового пространства коллекторы разделяют на межзерновые, трещиноватые, кавернозно-трещиноватые, смешанные.

В подразделе 2.2.1 «Выделение коллекторов по качественным признакам на диаграммах ГИС» описана методика выделения коллекторов по качественным признакам на диаграммах ГИС. Технология бурения скважин на данных месторождениях способствует выделению коллекторов по качественным признакам, регистрируемых геофизическими методами: сужение диаметра скважины, которое фиксируется на кавернограммах; наличие положительных приращений значений кажущихся сопротивлений на диаграммах микрозондов; наличие радиального градиента сопротивлений, устанавливаемого по материалам разноглубинных установок каротажа сопротивлений (БКЗ, БК, МБК, ИК); отрицательная аномалия на кривой ПС; - низкая естественная радиоактивность по кривой ГК; повышение показания на кривой НКТ относительно вмещающих глин.

В подразделе 2.2.2 «Выделение коллекторов по косвенным количественным критериям» описана методика выделения коллекторов по косвенным количественным критериям. Определение граничных значений основано на построении графиков интегральных функций распределения значений выбранного параметра ($K_{п}$, Δt , $\alpha_{пс}$ и др.) для объектов коллектор и неколлектор имеющих качественные признаки и не имеющих таковых.

В подразделе 2.3 «Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов» описана методика определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. К фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) относятся $K_{п}$, $K_{гп}$ и $K_{пр}$. Определение их по материалам ГИС дает значительное преимущество перед кернавой обработкой, так как позволяет охватить изучаемым параметром весь разрез скважин и всю разбуриваемую площадь.

В подразделе 2.3.1 «Определение коэффициента пористости по ПС»

была отражена методика определения коэффициента пористости. Для оценки коэффициента пористости коллекторов на месторождениях Нижневартовского свода широко применяется метод ПС. Для определения коэффициента пористости коллекторов Аганского месторождения использовалась зависимость коэффициента пористости от относительного параметра $\alpha_{пс}$.

В подразделе 2.3.2 «Определение коэффициента глинистости» была описана методика определения коэффициента глинистости. Для определения коэффициента глинистости коллекторов Аганского месторождения использовалась зависимость коэффициента глинистости от относительного параметра $\alpha_{пс}$.

В подразделе 2.3.3 «Определение коэффициента проницаемости» была описана методика определения коэффициента проницаемости. Проницаемость коллекторов Аганского месторождения определялась для продуктивных пластов по зависимостям коэффициента проницаемости от относительно параметра $\alpha_{пс}$. По данной зависимости коэффициент проницаемости был определен во всех выделенных проницаемых прослоях продуктивных пластов Аганского месторождения.

В подразделе 2.4 «Определение характера насыщения коллекторов» описывается методика определения характера насыщения коллекторов. Алгоритм оценки характера насыщения пласта устанавливается по сопоставлению данных ГИС с поинтервальными испытаниями скважин и последующем определении критической величины $\rho_{п}^{кр}$, характерной для исследуемого типа коллектора. Притоки безводной нефти могут быть получены из коллекторов, сопротивление пластов которых будет выше некоторого критического сопротивления $\rho_{п}^I$, притоки пластовой воды получают при сопротивлении породы ниже значения критического сопротивления $\rho_{п}^{II}$. При оценке характера насыщения пластов горизонтов БВ9 использовались графики, составленные для Аганского месторождения.

В подразделе 2.4 «Определение характера насыщения коллекторов» описывается методика определения характера насыщения коллекторов. Алгоритм оценки характера насыщения пласта устанавливается по сопоставлению данных ГИС с поинтервальными испытаниями скважин и последующем определении критической величины $\rho_{п}^{кр}$, характерной для исследуемого типа коллектора. Притоки безводной нефти могут быть получены из коллекторов, сопротивление пластов которых будет выше некоторого критического сопротивления $\rho_{п}^I$, притоки пластовой воды получают при сопротивлении породы ниже значения критического сопротивления $\rho_{п}^{II}$. Величины критических сопротивлений для определения характера насыщения пластов выражаются в следующих уравнениях (формула 1 и 2):

$$\rho_{п}^I = 5.43 + 0.57 \cdot \alpha_{пс} \quad (1)$$

$$\rho_{п}^{II} = 6.16 - 1.86 \cdot \alpha_{пс} \quad (2)$$

В подразделе 2.5 «Определение коэффициента нефтенасыщения». Коэффициент нефтенасыщения определялся по стандартной методике через коэффициент водонасыщения.

Раздел 3 «Результаты исследований» включает в себя полученные результаты исследования геолого-геофизических свойств пласта Б8 в скважинах X1, X2, X3 и X4. Для обоснования подсчетных параметров изучаемого продуктивного пласта Б8 исследовались четыре скважины (X1, X2, X3, X4) Аганского месторождения. Все скважины являются наклонно-направленными. Скважины X3, X2 и X4 являются эксплуатационными, а скважина X1 – нагнетательной. В стратиграфическом отношении исследуемый продуктивный пласт Б8 относится к отложениям нижнего мела мегионской свиты.

В соответствии с прямыми качественными признаками комплекса ГИС, выполненного в исследуемых скважинах, пласт коллектор Б8 характеризуется уменьшением диаметра скважины на диаграммах каверномера, изменениями значений ΔU на диаграммах ПС, расхождениями

значений зондов на диаграммах ВИКИЗ, изменениями значений глинистости на диаграммах ГК, определенные по приложениям Б, В, Г, Д. Также пласт Б8 определялся как коллектор с учетом граничного значения относительного параметра $\alpha_{\text{пс}}$ равное 0,3.

Исследуемый продуктивный пласт Б8 по скважинам Х1, Х2, Х3 и Х4 был выделен в следующих интервалах 2292.4-2305.7; 2424.9-2438.5; 2438.5-2443.8; 2598.6-2610.4; 2610.4-2623.3; 2610.4-2623.3; 2492.6-2512.4.

Продуктивный пласт Б8 в скважинах расположен на разной глубине и имеет различную мощность. Перепад отметок кровли и подошвы пласта составляет в районе 100 м. Разница в мощности составляет 3,7 м. Это все может быть обусловлено тем, что скважины располагаются в различных частях структуры, на которой находится данное месторождение.

В каждой скважине в пласте Б9 по прямым качественным признакам, указанным выше, было выделено определенное число пропластков. В продуктивном пласте Б8 в скважине Х1 было выделено 8 пропластков, в скважине Х2 – 21, в скважине Х3 – 13, а в скважине Х4 – 7. Выделенные пропластки отличаются по мощности. В скважине Х1 мощность изменяется от 0,5 до 1,9 м, в скважине Х2 от 0,2 до 1,9 м, в скважине Х3 от 0,4 до 2,3 м, а в скважине Х4 от 0,6 до 2,0 м. Также отличается и суммарная мощность этих пропластков. В скважине Х1 она составляет 10,2 м, в скважине Х2 – 14,6 м, в скважине Х3 – 13,4 м, а в скважине Х4 – 11,0 м.

Коэффициент пористости для пропластков продуктивного пласта Б8 по скважинам Х1, Х2, Х3 и Х4 определялся по указанной выше методике. Коэффициент пористости пропластков пласта Б8 изменяется неравномерно во всех скважинах. Более равномерное изменение коэффициента пористости происходит по скважинам Х2 и Х4. Коэффициент пористости по скважине Х1 изменяется от 19,18 до 23,92 процентов, по скважине Х2 от 21,33 до 24,61 процентов, по скважине Х3 от 17,2 до 23 процентов, а по скважине Х4 от 21,2 до 22,6 процентов. Средние значения коэффициента пористости по скважинам следующие: по скважине Х1 21,14 процентов, по скважине Х2 23,2 процентов, по скважине Х3 19,22 процентов и по скважине Х4 22,03

процентов. Пропластки пласта Б8 в скважине Х2 имеют более лучшую пористость, чем пропластки этого же пласта по трем другим скважинам.

Коэффициент глинистости для пропластков пласта Б8 по скважинам Х1, Х2, Х3 и Х4 определялся по по указанной выше методике. Коэффициент глинистости пропластков пласта Б8 изменяется неравномерно во всех скважинах. Более равномерное изменение коэффициента глинистости происходит по скважинам Х4 и Х1. Коэффициент глинистости по скважине Х1 изменяется от 8,8 до 14,6 процентов, по скважине Х2 от 9,7 до 23,9 процентов, по скважине Х3 от 11,9 до 23,2 процентов, а по скважине Х4 от 9,1 до 15,5 процентов. Средние значения коэффициента глинистости по скважинам следующие: по скважине Х1 11,76 процентов, по скважине Х2 16,63 процентов, по скважине Х3 17,63 процентов и по скважине Х4 11,99 процентов. Пропластки пласта Б8 в скважине Х3 и Х2 имеют более высокие значения коэффициентов глинистости, чем пропластки этого же пласта по двум другим скважинам.

Коэффициент проницаемости для пропластков пласта Б8 по скважинам Х1, Х2, Х3 и Х4 определялся по методике показанной выше. Коэффициент проницаемости продуктивного пласта Б8 изменяется очень неравномерно во всех скважинах. В скважине Х1 он изменяется от 5,72 до 57,13 мД, в скважине Х2 он изменяется от 5,55 до 261,67 мД, в скважине Х3 он изменяется от 3,1 до 51,9 мД, в скважине Х4 он изменяется от 35,7 до 157,2 мД. Средние значения коэффициента проницаемости по скважинам Х1, Х2, Х3 и Х4 следующие: по скважине Х1 25,52 мД, по скважине Х2 91,19 мД, по скважине Х3 17,69 мД и по скважине Х4 112,34 мД. Пропластки пласта Б8 в скважине Х2 имеют большую проницаемость, чем пропластки этого же пласта по трем другим скважинам.

Характер насыщения пропластков пласта Б8 в скважинах Х1, Х2, Х3 и Х4 определялся по указанной выше методике. Удельные электрические сопротивления, по которым был определен характер насыщения пласта Б8, не противоречат граничным значениям удельных электрических сопротивлений. Коэффициент нефтенасыщенности пропластков пласта Б8 в

скважинах X1, X2, X3 и X4 определялся по указанной выше методике.

Коэффициент нефтенасыщения по пропласткам по скважине X1 не был рассчитан, так как характер насыщения был определен как обводнение. Коэффициент нефтенасыщения по пропласткам по скважине X2 изменяется от 28,2 до 54,2 процентов. Коэффициент нефтенасыщения пропластков по скважине X3 изменяется от 39,3 до 52,8 процентов. Коэффициент нефтенасыщения по пропласткам по скважине X4 не был рассчитан, так как характер насыщения был определен как вода. Как мы видим более широкий диапазон изменения коэффициента нефтенасыщения по пропласткам имеет скважина X2. Нижний предел диапазона изменения коэффициента нефтенасыщения по пропласткам более низкий по скважине X2, а верхний более высокий. Разница между нижними пределами составляет 11,1 процент, а между верхними 1,4 процент. Средние значения коэффициентов нефтенасыщения по скважинам следующие: по скважине X2 43,65 процентов, по скважине X3 46,53 процентов. Разница между средними коэффициента нефтегазонасыщения составляет 2,88 процентов.

Для изучения пространственных закономерностей подсчетных параметров пласта Б8 были построены карты изменения $K_{п}$, $K_{гп}$, $K_{пр}$, $K_{нг}$ в пространстве. Рассматривая построенные карты можно сказать следующее. Мощность коллекторов уменьшается в восточном направлении. Все коэффициенты имеют закономерное распространение в пространстве. Увеличение значения коэффициентов пористости и проницаемости происходит в восточном направлении, а значения коэффициентов глинистости уменьшаются в данном направлении. Значения коэффициентов нефтенасыщения увеличиваются относительно нулевого значения как в восточном, так и западном направлении.

Исходя из того, что глинистость в восточном направлении уменьшается, а пористость и проницаемость в этом же направлении увеличиваются, можно сказать, что коллекторские свойства улучшаются в данном направлении.

Заключение. В результате интерпретации материалов комплекса ГИС

по скважинам X1, X2, X3 и X4 Аганского месторождения были получены закономерности распространения коллекторских свойств в нижнемеловых отложениях Аганского месторождения Западной Сибири. На основе комплексной интерпретации методов ГИС определены подсчетные параметры продуктивного пласта Б8 Аганского месторождения.

Анализ полученных данных показал, что изменение коллекторских свойств четко прослеживается как по горизонтали, так и по вертикали, что выражается в изменениях мощности пласта, коэффициентов пористости, глинистости, проницаемости, нефтенасыщенности.

По горизонтали происходит изменение мощности продуктивного пласта Б8 в западном направлении. Мощность увеличивается от скважины X1 к скважине X2 от 10,2 к 14,4 м. Пористость по горизонтали увеличивается в восточном направлении от 19 до 23 процентов. Глинистость по горизонтали уменьшается в восточном направлении от 18 до 12 процентов. Проницаемость по горизонтали значительно изменяется в восточном направлении. Проницаемость по горизонтали изменяется от 20 до 110 мД. Характер насыщения по горизонтали в скважинах не одинаков. В скважинах X1 и X4 характер насыщения – вода, а в скважинах X2 и X3 – нефть, вода. Нефтенасыщение по горизонтали значительно изменяется. В скважинах X1 и X4 нефтенасыщение отсутствует, а в скважинах X2 и X3 присутствует нефть. Нефтенасыщение по горизонтали изменяется как в восточном, так и в западном направлении относительно нулевой линии нефтенасыщения. В западном направлении нефтенасыщение изменяется от 0 до 30 процентов.

Таким образом, примененный комплекс промыслово-геофизических исследований и методика его интерпретации позволяют в геолого-геофизических условиях Аганского месторождения решать поставленные в работе задачи по определению подсчетных параметров и выявлению закономерностей распространения коллекторских свойств пласта Б8 мегионской свиты Аганского месторождения.