

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

Кафедра геофизики

**Обоснование подсчетных параметров продуктивного пласта Б9
мегионской свиты нижнемеловых отложений Аганского месторождения**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 403 группы
направления 05.03.01 геология
геологического ф-та
Суркова Михаила Юрьевича

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В.Калинникова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2018

Введение. Данная работа посвящена изучению продуктивных пластов ниже мелового возраста мегионской 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. Мегиона. 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. Вторым 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 и изменение подсчетных параметров пласта Б9 Аганского месторождения, что и определило актуальность и тему бакалаврской работы.

Целью написания выпускной квалификационной работы являлось определение подсчетных параметров для продуктивного пласта Б9 мегионской свиты Аганского месторождения.

Задачи:

- дать геолого-геофизическую характеристику Аганского месторождения;
- выделить продуктивные пропластки пласта Б9 по качественным и количественным признакам по материалам ГИС;
- определить коэффициенты пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), нефтегазонасыщения ($K_{нг}$) выделенных продуктивных пластов.
- определить характер насыщения пласта Б9.

В ходе выполнения выпускной бакалаврской работы мной были использованы материалы, собранные при прохождении производственной практики.

Выпускная бакалаврская работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка литературы и приложений.

Основное содержание работы. Раздел 1 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. Залежь горизонта БВ9 подразделяется на два пласта: БВ9(1) и БВ9. Пласт БВ9(1) представлен линзовидно-прерывистыми прослоями песчаников и алевролитов, чередующихся с плотными разностями аргиллитовых пород. Пласт распространен в центральной части месторождения; по периферии замещен глинами. От вышележащего пласта БВ9 отделен плотными породами мощностью от 1 метра и более. Промышленная нефтеносность пласта БВ9(1) 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 БВ9 совместно с вышележающим пластом БВ8 является основным объектом разработки, характеризуется относительно однородным строением и высокими коллекторскими свойствами, показанным в таблице 1. Водо-нефтяной контакт обоих пластов одинаков 2175 м [1].

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 – важнейшая и сложная задачи 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, гидroxимические 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 [5].

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.

Таким образом использование ПКП опирается на физически доказанный факт подвижности флюида. Однако, стандартные качественные признаки не всегда надежны, а специальные проводятся не во всех

скважинах из-за их высокой стоимости.

Определение граничных значений в этом (наиболее распространенном) случае основано на построении графиков интегральных функций распределения значений выбранного параметра (K_p , 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) относится K_p и $K_{пр}$. Определение их по материалам ГИС дает значительное преимущество перед ядерной 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 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 $\rho_{п}^{II}$ [5].

При оценке характера насыщения пластов горизонтов БВ9 использовались графики, представленные на рисунке 8.

Величины критических сопротивлений для определения характера насыщения пластов выражаются в следующих уравнениях:

$$\rho_{п}^I = 5.43 + 0.57 \cdot \alpha_{пс} \quad (6)$$

$$\rho_{п}^{II} = 6.29 - 2.29 \cdot \alpha_{пс} \quad (7)$$

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 Б9 в скважинах Х3 и Х1.

Для определения подсчетных параметров изучаемого продуктивного пласта Б9 исследовались две скважины (Х3 и Х1) Аганского месторождения.

Обе скважины являются наклонно-направленными. Скважина Х3 является эксплуатационной, а скважина Х1 – нагнетательной.

В стратиграфическом отношении исследуемый продуктивный пласт Б9 относится к отложениям нижнего мела мегионской свиты.

В соответствии с прямыми качественными признаками комплекса ГИС, выполненного в исследуемых скважинах, пласт коллектор Б9 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. Также пласт Б9 определялся как коллектор с учетом граничного значения относительного параметра $\alpha_{\text{пс}}$ равное 0,3.

Исследуемый продуктивный пласт Б9 по скважинам Х3 и Х1 был выделен в следующем интервале, показанным в таблице 4.

Продуктивный пласт Б9 в скважинах расположен на разной глубине и имеет различную мощность. Перепад отметок кровли и подошвы пласта составляет чуть больше 300 м. Разница в мощностях 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.

Мы видим, что в продуктивном пласте Б9 в скважине Х3 было выделено 18 пропластков, а в скважине Х1 – 19. Так же мы видим, что отличаются мощности самих пропластков. В скважине Х3 мощность изменяется от 0,3 до 1,6 м, а в скважине Х1 от 0,75 до 3,2 м. Также отличается и суммарная мощность этих пропластков. В скважине Х3 она составляет 16,9 м, а в скважине Х1 – 27,55 м.

Коэффициент пористости для пропластков продуктивного пласта Б9 по скважинам Х3 и Х1 определялся по указанной выше методике. Граничное значение коэффициента пористости равно 16,5 процентов.

Коэффициент пористости пропластков продуктивного пласта Б9 изменяется неравномерно в обеих скважинах. Более равномерное изменение коэффициента пористости происходит по скважине Х1. Коэффициент пористости по скважине Х3 изменяется от 19,53 до 23,5 процентов, а по скважине Х1 от 22,78 до 23,93 процентов. Средние значения коэффициента пористости по скважинам следующие: по скважине Х3 21,7 процентов, по скважине Х1 23,37 процентов.

Коэффициент проницаемости для пропластков продуктивного пласта

Б9 по скважинам Х3 и Х1 определялся по методике показанной выше. Граничное значение коэффициента проницаемости равно $0,001 \text{ мкм}^2$.

Рассматривая таблицы 8,9 можно сказать следующее. Коэффициент проницаемости продуктивного пласта Б9 по скважине Х3 изменяется очень неравномерно. Он изменяется от $0,001$ до $0,31 \text{ мкм}^2$. В верхней части продуктивного пласта Б9 мы надлюдаем пропластки с хорошей проницаемостью, в средней части пласта чередуются пропластки со средней и слабой проницаемостью, в нижней части пласта мы надлюдаем пропластки с хорошей проницаемостью. Среднее значение коэффициента проницаемости по скважине Х3 равно $0,11 \text{ мкм}^2$.

Проластки продуктивного пласта Б9 в скважине Х1 имеют большую проницаемость, чем проластки этого же пласта по скважине Х3. Коэффициент проницаемости продуктивного пласта Б9 по скважине Х1 изменяется достаточно равномерно. Он изменяется от $0,2$ до $0,4 \text{ мкм}^2$. Все проластки продуктивного пласта Б9 в скважине Х1 имеют хорошую проницаемость. Среднее значение коэффициента проницаемости по скважине Х1 равно $0,29 \text{ мкм}^2$.

Характер насыщения пропластков продуктивного пласта Б9 в скважинах Х3 и Х1 определялся по графику зависимости удельного электрического сопротивления от относительного параметра $\alpha_{\text{пс}}$. Граничные значения удельных электрических сопротивлений получения притоков следующие: чистая нефть $\rho_{\text{п}} > 6,9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, при $\alpha_{\text{пс}} \leq 0,8$ и $\rho_{\text{п}} > 8,0\alpha_{\text{пс}} + 0,5$, при $\alpha_{\text{пс}} > 0,8$; нефть+вода $\rho_{\text{п}} \geq 6,5 - \alpha_{\text{пс}} \text{ Ом}\cdot\text{м}$; вода $\rho_{\text{п}} < 6,5 - \alpha_{\text{пс}} \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Коэффициент нефтенасыщенности пропластков продуктивного пласта Б9 в скважинах Х3 и Х1 определялся по указанной выше методике по следующей формуле: $K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}}$.

Удельные электрические сопротивления, по которым был определен характер насыщения пропластков продуктивного пласта Б9, не противоречат граничным значениям удельных электрических сопротивлений.

Рассматривая коэффициенты нефтенасыщения, мы видим следующее.

Коэффициент нефтенасыщения по пропласткам по скважине Х3 изменяется от 27,7 до 48,3 процентов. Коэффициент нефтенасыщения пропластков по скважине Х1 изменяется от 35,8 до 46,4 процентов. Как мы видим более широкий диапазон изменения коэффициента нефтенасыщения по пропласткам имеет скважина Х3. Нижний предел диапазона изменения коэффициента нефтенасыщения по пропласткам более низкий по скважине Х3, а верхний более высокий. Разница между нижними пределами составляет 8,1 процент, а между верхними 1,9 процентов. Средние значения коэффициентов нефтенасыщения по скважинам следующие: по скважине Х3 38,29 процентов, по скважине Х1 42,67 процентов. Разница между средними коэффициента нефтегазонасыщения составляет 4,38 процентов.

Исходя из результатов определения характера насыщения в продуктивном пласте Б9 в скважинах Х3 и Х1 можно выделить зоны. В скважине Х3 можно выделить 4 зоны: нефтяная зона, зона нефть+вода, зона вода+нефть и зона воды. В скважине Х1 можно выделить три зоны: нефтяная зона, зона нефть+вода и зона воды. Эти зоны имеют свои характеристики отраженные в таблице 12.

Сравнивая значения в таблице 12 можно сказать следующее. Мощности выделенных зон существенно отличаются. В скважине Х3 мощность зоны нефти больше, чем в скважине Х1. Разница между мощностями зон нефти по скважинам Х3 и Х1 составляет 2,7 м. Мощность зоны нефть+вода больше в скважине Х1, чем в скважине Х3. Разница между мощностями зонам нефть+вода по скважинам Х3 и Х1 составляет 3,7 м. Также можно отметить, что мощность зоны воды в обеих скважинах значительно превосходит мощность нефтенасыщенных зон, и что мощность зоны воды в скважине Х1 значительно больше, чем в скважине Х3 примерно в 2 раза. Разница между мощностями зон воды по скважинам Х3 и Х1 составляет 11,9 м.

Коэффициенты пористости выделенных зон отличаются незначительно, примерно на 2 процента. Коэффициент пористости нефтяной

зоны больше по скважине X1, чем по скважине X3 на 1,08 процента. Коэффициент пористости зоны нефть+вода больше по скважине X1, на 1,89 процента. Коэффициент пористости зоны воды больше по скважине X1 на 2,33 процента. Средние значения коэффициентов пористости по зонам в скважинах X3 и X1 следующие: по X3 21,79 процентов, по X1 23,56 процентов. Как мы видим средние значения коэффициентов пористости зон практически отличаются незначительно.

Зона нефти в обеих скважинах имеет коэффициент проницаемости 0,29 мкм². Зона нефть+вода имеет больший коэффициент проницаемости по скважине X1, превышающий коэффициент проницаемости по скважине X3 на 0,25 мкм². Зона воды имеет больший коэффициент проницаемости по скважине X1 и он больше коэффициента проницаемости по скважине X3 примерно в 6 раз. Разница между коэффициент проницаемости составляет 0,24 мкм². Средние же значения коэффициентов проницаемости по зонам следующие: по скважине X3 0,11 мкм², а по скважине X1 0,29 мкм². Как мы видим средние значения коэффициентов проницаемости зон отличаются, разница составляет 0,18 мкм².

Коэффициент нефтенасыщения зоны нефти в продуктивном пласте Б9 по скважине X3 выше, чем по скважине X1 на 2,5 процентов, а коэффициент нефтенасыщения зоны нефть+вода выше по скважине X1 на 7,8 процентов. Средние же значения коэффициентов нефтенасыщения зон по скважинам X3 и X1 следующие: по скважине X3 35,05 процентов, а по скважине X1 40,95 процентов. Как мы видим средние значения коэффициентов нефтенасыщения зон немного отличаются, разница составляет 5,9 процентов.

Таким образом можно сделать вывод, что продуктивный пласт Б9 в скважинах X3 и X1 имеет хорошие коллекторские свойства как по вертикали, так и по горизонтали.

Заключение. В результате интерпретации материалов комплекса ГИС по скважинам X3 и X1 Аганского месторождения были изучены коллекторские свойства и определены подсчетные параметры продуктивного

пласта Б9 Аганского месторождения.

Анализ полученных данных показал, что изменение коллекторских свойств наиболее четко прослеживается по горизонтали, что выражается в изменениях мощности пласта, коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности.

По горизонтали происходит изменение мощности продуктивного пласта Б9, мощность увеличивается от скважины Х3 к скважине Х1 от 16,9 к 27,55 м.

Пористость по горизонтали практически не изменяется и в среднем составляет 21-23 процент в обеих скважинах.

Характер насыщения по горизонтали в обеих скважинах одинаков, но в скважинах выделено различное количество зон. В скважине Х3 выделено четыре зоны, а в скважине Х1 три зоны.

Проницаемость по горизонтали значительно изменяется. В скважине Х3 в целом она достаточно низкая, за исключением выделенной зоны нефти, а в скважине Х1 достаточно высокая во всех выделенных зонах. Проницаемость увеличивается от скважины Х3 к скважине Х1 от 0,11 мкм² до 0,29 мкм².

Нефтенасыщение по горизонтали изменяется незначительно. Скважина Х1 имеет лучшую проницаемость и поэтому она имеет немного больший средний коэффициент нефтенасыщения по зонам по сравнению со скважиной Х3. Средние коэффициенты нефтенасыщения по зонам следующие: по скважине Х3 37,37, по скважине Х1 40,95.

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 и уточнению подсчетных параметров.