

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

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

Кафедра геофизики

**«Выделение интервалов притока и приемистости на примере Северо-
Покурского нефтяного месторождения»
АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ**

Студента 4 курса 431 группы

направления подготовки 21.03.01

нефтегазовое дело геологического факультета

СГУ им. Н.Г.Чернышевского

Эльшаркави Йехиа Ашраф Мохамед Мустафа

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 2021

Введение. Нефтяные и нефтегазовые месторождения при долгой разработке характеризуются высокой степенью обводненности продукции, снижением дебитов по нефти, практическим отсутствием фонтанного фонда скважин. Контроль за разработкой месторождения позволяет осуществить изучение процессов вытеснения нефти водой; оценку выработанности залежей и распределения остаточных запасов нефти; эффективный контроль объемов добычи и предотвращение падения этих объемов; исследование скважин для выбора оптимального режима работы технологического оборудования.

На месторождениях Нижневартовского района и, в частности, Северо-Покурского месторождения, из-за неблагоприятных для ГИС геолого-технических условий (большая обводненность пластов, полимиктовые коллекторы, низкая минерализация пластовых вод) к настоящему времени создана система геофизического контроля за разработкой месторождений, позволяющая с применением ранее известных, и новых технологий эффективно решать задачи контроля. Система включает необходимый набор исследований, их периодичность, охват исследованиями фонда скважин.

Цель работы состояла в изучении применения технологий и методов контроля за разработкой месторождений для решения задач выявления притоков и поглощений, а также количественного выделения глубин интервалов притока и приемистости на примере Северо-Покурского нефтяного месторождения. Достижение цели предполагало решение **задач**:

- изучение геолого-геофизического материала по Северо-Покурскому месторождению;
- исследование теоретических основ методик контроля за разработкой месторождений и предпосылок их применения;
- обзор методических приемов и технологий определения интервалов притока и приемистости при контроле за разработкой месторождения;
- анализ результатов по выявлению интервала притока и его состава.

Основное содержание работы. Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика района» содержит общие сведения о районе работ. Северо-Покурское месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа, вблизи разрабатываемых Ватинского, Южно - Аганского, Орехово-Ермаковского месторождений

Ближайшие населенные пункты, поселок Высокий, располагающийся восточнее от месторождения на расстоянии 60 км и город Мегион на северо-востоке от месторождения на расстоянии 122 км. По площади месторождения проходит федеральная трасса Сургут – Мегион - Нижневартовск. Ближайшая к месторождению железнодорожная станция находится в поселке Высокий. Поселок Высокий имеет дорожное соединение с городом Мегион. С запада на восток по территории месторождения проходит нефтепровод. В гидро-геологическом отношении район месторождения достаточно богат с южной стороны месторождение проходит по пойме реки Обь. А с северной кроме р. Ватинский Еган, наблюдается заболоченность местности и обилие ключей и ручьев.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и терригенные преимущественно песчано-глинистые отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Северо-Покурское месторождение расположено в центральной части Нижневартовского свода - структуры I порядка. Нижневартовский свод с запада от Сургутского свода ограничен Ярсомовским прогибом, на юго-западе – юге свод граничит с юганской впадиной, на востоке с Колмогорским прогибом, на северо-востоке с Ампутинским прогибом. Свод образован относительным поднятием крупного блока фундамента. Наиболее четко Нижневартовский свод выделяется по поверхности верхнеюрского сейсмоотражающего горизонта. Сейсморазведочными

работами в пределах Нижневартовского свода выделено более 30 структур второго порядка. Кроме того, по результатам эксплуатационного и разведочного бурения выделяется отдельное небольшое Северное поднятие. Это типично платформенные структуры, пологие, имеют в основном изометричную форму. Амплитуда их составляет 50-190 м., углы падения на крыльях не более 1-2°.

Залежи нефти Нижневартовского свода приурочены к терригенным коллекторам верхней части васюганской свиты и продуктивному пласту БВ₁₀ (мегионская свита). В разрезе горизонта Юв₁, выделяются три пласта: Юв₁¹, Юв₁², Юв₁³.

По литологическому составу горизонт Юв₁, неоднороден. Опесчанена в основном только верхняя часть горизонта, соответствующая пласту Юв₁¹, в нижней части горизонта, соответствующей пластам Юв₁², и Юв₁³, песчаники встречаются редко, в большинстве случаев пласт Юв₁², представлен непроницаемыми породами. Суммарная толщина горизонта 40-50 м. По материалам ГИС и опробования пластов Юв₁², и Юв₁³, водоносны.

Второй раздел содержит описание методики работ. Нефтяные и нефтегазовые месторождения при долгой разработке характеризуются высокой степенью обводненности продукции, снижением дебитов по нефти, практическим отсутствием фонтанного фонда скважин. Зачастую минерализация попутных вод может резко различаться, как по месторождению, так и по пластам. Кроме того, из-за низкой минерализации пластовой и закачиваемой воды, применение традиционных геофизических методов контроля за выработкой пластов (стационарных и импульсных нейтронных) неэффективно.

Эти особенности требуют применения комплекса новых технологий для контроля выработки продуктивных залежей контроля разработки месторождений. Основной задачей геофизического контроля разработки

месторождений является определение закономерностей выработки залежей по толщинам пластов и площади месторождения и в конечном итоге выявление невыработанных нефтегазонасыщенных участков залежей. На месторождениях Нижневартовского района и, в частности Северо-Покурского месторождения, из-за неблагоприятных для ГИС геолого-технических условий (большая обводненность пластов, полимиктовые коллекторы, низкая минерализация пластовых вод) решение этой задачи выдвигает немало сложных проблем. К настоящему времени создана система геофизического контроля за разработкой месторождений, позволяющая с применением ранее известных, новых и уникальных технологий, разработанных геофизиками, решать поставленную задачу. Система включает необходимый набор исследований, их периодичность, охват исследованиями фонда скважин.

Анализируя технологии исследования эксплуатационных скважин, следует отметить, что в качестве объекта исследований выступают: эксплуатируемые скважины, разрабатываемые залежи и эксплуатируемые пласты. От объекта зависит комплекс исследований, технология проведения измерений и способы интерпретации данных.

В состав комплекса исследований эксплуатационных скважин входят методы:

- для выбора оптимального режима работы скважины и определения эксплуатационных характеристик пластов: токовая и индукционная резистивиметрия, влагометрия, плотнометрия, термометрия, расходометрия, барометрия, акустическая шумометрия;

- привязку полученных данных к глубинам и муфтам эксплуатационной обсадной колонны и НКТ выполняют по материалам: ГК и локатора муфт и отверстий (ЛМ). Состав методов может меняться в зависимости от: геологических особенностей залежи, назначением и технологией эксплуатации скважины, её конструкцией, техническим

состоянием, физическими свойствами флюидов в стволе скважины, состоянием и поведением пластов, вскрытых скважиной.

Можно выделить следующие основные работы, проводимые в эксплуатируемых скважинах:

1. Выделение интервалов притока либо поглощения. Все пласты, против которых фиксируется приток либо приемистость по данным дебитометрии-расходомерии, считаются отдающими либо поглощающими. Нижняя граница притока или приемистости в скважине устанавливается по результатам исследования тремя методами: термометрии, механической и термокондуктивной дебитометрии.

Термодебитометрия является основным методом выявления отдающих (поглощающих) пластов. Термодебитомер способен обнаружить притоки и при капельном истечении нефти в воду. При небольшой величине зумпфа или когда зумпф в скважине заполнен осадком, выделение нижней границы притока затруднено, так как переход прибора из осадка в воду и отрыв прибора от забоя отражаются на термодебитограмме аномалией, соответствующей началу притока флюида в скважину.

Для выявления отдающих (поглощающих) пластов, не выделяемых по данным дебитометрии-расходомерии, к интерпретации привлекаются данные термометрии, проведенные в действующей и затем остановленной короткое время скважине. Оптимальное время остановки скважины выбирается на основании опыта работ на месторождении по исследованию стабилизации температуры кровле (для эксплуатационной скважины) или подошве (для нагнетательной скважины) перфорированного интервала. При отсутствии таких сведений измерения проводятся через сутки после остановки скважины.

2. Определение профиля притока и профиля поглощения. Определение профилей притока и приемистости по пластам и пропласткам имеет целью

установить распределение добываемого и закачиваемого флюида по мощности исследуемого горизонта. Профилем притока или приемистости пласта называется график зависимости количества жидкости или газа, поступающих из единицы его мощности, или количества воды, нагнетаемой в пласт, от глубины залегания работающего интервала.

По результатам измерений механическими и термокондуктивными дебитомерами (расходомерами), а также по данным метода высокочувствительной термометрии можно получить профили притока (дебита) и приемистости жидкостей или газа по мощности пласта.

Определение профиля притока и приемистости может осуществляться по данным метода высокочувствительной термометрии и основано на дроссельном и калориметрическом эффектах.

3. Выявление источника обводнения и обводненных интервалов.

Для контроля процесса вытеснения нефти водой применяют:

в скважинах, крепленных стальной неперфорированной колонной высокочувствительную термометрию и ГК;

в перфорированных скважинах, кроме того, применяют методы, изучающие состав и дебит жидкости в стволе скважины.

Для выявления интервалов обводнения в перфорированных пластах по данным высокочувствительной термометрии предварительно по термограмме действующей скважины выделяются интервалы притока из отдельных пластов. На термограмме такие интервалы могут характеризоваться как положительными, так и отрицательными приращениями температур. К возможным интервалам притока воды относят интервалы отрицательных приращений температуры, расположенные непосредственно ниже интервалов положительных приращений.

Из точек термограммы, соответствующих верхней границе интервалов положительных приращений температуры, проводят вспомогательные линии параллельно геотерме в пределах границ притока из пласта условные геотермы. Условная геотерма проводится и из нижней границы притока в скважину, если последняя выделяется по положительному приращению температуры. К возможным интервалам притока воды относят также интервалы отрицательных приращений температуры, которых температура на термограмме опускается ниже условных геотерм.

Признаком возможного обводнения подошвы нижнего отдающего пласта является наличие на термограмме действующей скважины положительных калориметрических ступеней выше нижней границы притока.

4. Определение технического состояния обсадной колонны. Геофизические исследования технического состояния обсадных колонн ведут на всем протяжении жизни скважин. Они включают общие исследования, которые предназначены для оценки целостности и несущей способности обсадной колонны и герметичности затрубного пространства как наиболее дорогих элементов скважин, обеспечивающих её работоспособность в соответствии с запланированными технологическими нагрузками и выполнение природоохранных задач, выполняемые во всех скважинах, и специальные, которые проводят только в скважинах, режим эксплуатации которых отличается от проектного или в которых возникли другие обоснованные подозрения на нарушение целостности обсадной колонны, цементного кольца и, как следствие, герметичности затрубного пространства. Специальные исследования предназначены для решения частных задач, связанных с выделением дефектов обсадных колонн. Они многочисленны и включают в себя обнаружение в теле обсадной колонны трещин, порывов,

одиноким отверстий, негерметичных муфт оценку положения и качества ремонтных пластырей, выделение заколонных перетоков жидкости и газа.

Третий раздел посвящена описанию результатов исследований.

1. Определение профиля притока

Интервал перфорации по методам расходо- и термометрии можно разделить на четыре интервала притока, а по методам определения состава определить качественный состав флюида, поступающего в скважину:

2079,0 – 2081,0 – вода с интенсивностью 16%

2082,0 – 2082,3 – вода с нефтью, интенсивность 34%

2084,2-2086,0 – вода с нефтью, интенсивность 42%

2087,2-2088,0 - вода с нефтью, интенсивность 8 %

Наличия заколонных перетоков в исследуемом интервале не обнаружено. Нарушения НКТ и эксплуатационной колонны в интервале исследования не обнаружено. Забой герметичен. Вышеизложенное свидетельствует, что продуктивные характеристики пласта снизились, ресурсы истощены и для финального повышения нефтеотдачи рекомендуется произвести инженерные работы.

2. Определение профиля приемистости

Заколонных перетоков выше и ниже интервала перфорации не отмечается, нарушения герметичности эксплуатационной колонны и колонны НКТ в интервале исследования не отмечается. Забой герметичен.

По данным исследования выявлен только один рабочий интервал перфорации в глубинах 1946,0-1953,0 с максимальным поглощением 384 м³/сут. Интервал перфорации на глубине 1976,0-2012,0 м не выявлен, возможно из-за неправильного проведения прорыво-прострелочных работ.

3. Выявление источника обводнения и заколонных перетоков

По методам определения состава флюида, характер притока определяется как вода с минерализацией 26-27 г/л. Наличие нефти не обнаружено в притоке.

По термометрии отмечаются признаки слабого заколонного перетока жидкости ниже интервала перфорации в интервале глубин 2324,0-2330,0. И выше интервала перфорации на глубинах 2328,0-2332,8.

Источником обводнения продуктивного пласта являются нижележащий пласт, залегающий на глубинах 2328,0-2332,8 м.

По полученным данным установлена мощность и глубина обводняющего пласта, интервалы заколонных перетоков. Получаемый приток – чистая вода, обводнение продуктивного пласта составляет 100%. Рекомендуется провести перецементаж колонны в интервале 2307,0-2330,0.

4. Определение технического состояния колонны

По термометрии, резистивиметрии и СТД в интервале глубин 2095,0-2096,4 м отмечается на глубинах 2081,8, 2093,8, 2103,6 м.

Заключение. В работе представлены исследования в эксплуатационной скважине нефтяного Северо-Покурского месторождения по решению задач определения профиля притока, выявления источника обводнения и заколонных перетоков, определения профилей приемистости и определения технического состояния колонны.

Для решения этих задач были рассмотрены общие сведения о районе работ, его геологическое и тектоническое строение и нефтегазоносность. В разделе методика освещены вопросы необходимости мониторинга эксплуатации и разработки нефтяных и газовых скважин.

Представлен обзор широкого спектра методов и технологий основных видов работ, проводимых в эксплуатируемых скважинах.

По полученным данным установлена мощность и глубина обводняющего пласта, интервалы заколонных перетоков. Получаемый приток – чистая вода, обводнение продуктивного пласта составляет 100%.

В интервалах притока нефть в чистом виде не наблюдалась, что может свидетельствовать об иссякании запасов месторождения

По данным исследования и анализу профиля приемистости выявлен то один рабочий интервал перфорации на глубинах 1946,0-1953,0 с максимальным поглощением 384 м³/сут.

Герметичность колонны нарушена. Рекомендуется провести цементирование колонны в интервале 2307,0-2330,0.

По итогам интерпретации профилей притока на скважине сделан вывод, что продуктивные характеристики пласта снизились, ресурсы истощены и для финального повышения нефтеотдачи рекомендуется произвести инженерные работы.