

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

Кафедра геофизики

**«Выявление работающих интервалов в эксплуатационных
скважинах Бобровской площади»**

АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЫ

Студента 4 курса 431 группы

направление 21.03.01 нефтегазовое дело

профиль « геолого-геофизический сервис нефтегазовых скважин »

геологического ф-та

Гхарбави Мохаммеда Хади Мохсина

Научный руководитель

К. г.-м.н., доцент

подпись, дата

М.В. Калининкова

Зав. кафедрой

К. г.- м.н., доцент

подпись, дата

Е.Н. Волкова

Саратов 2022

Введение. Актуальность темы работы определяется тем, что в настоящее время, в области разработки нефтяных месторождений России очень остро стоят проблемы повышения нефтеотдачи пластов и оценки эффективности мероприятий по её повышению, решить которые позволяет определение эксплуатационных характеристик работающих пластов.

Для выявления работающих интервалов в процессе разработки нефтяной залежи необходимо осуществлять постоянный контроль за разработкой. Такими возможностями обладают геофизические методы исследования скважин (ГИС).

Геофизический контроль в эксплуатационной скважине, осуществляют с целью получения достоверной информации о состоянии продуктивных пластов и изменениях, происходящих в них в процессе вытеснения из них углеводородов. Это необходимо для выбора научно обоснованной системы разработки залежей и оптимального регулирования темпа отбора флюидов, обеспечивающего максимальное извлечение нефти и газа из земных недр.

Одним из крупных месторождений, где осуществляется, активные геофизические работы по контролю за разработкой является Бобровское месторождение Оренбургской области.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в определении работающих интервалов и их эксплуатационных характеристик, путем построения профиля притока, скважины 325 Бобровского месторождения Оренбургской области.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Изучить геолого-геофизическую характеристику Бобровского месторождения.
2. Охарактеризовать теоретико-методические основы методов ГИС, используемых при контроле за разработкой Бобровского месторождения.
3. Построить профиль притока по скважине 325 Бобровского месторождения.
4. Провести сравнительный анализ результатов интерпретации методов, входящих в комплекс ГИС, исследуемых скважин.

Работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка

использованных источников и приложений.

Основной содержание работы

Раздел 1 «Геолого-геофизическая характеристика территории исследования» содержит четыре подраздела.

Подраздел 1.1 «Общие сведения о районе работ». В административном отношении Бобровское месторождение расположено в Курманаевском районе Оренбургской области. Бобровское месторождение углеводородов является одним из крупных в Оренбургской области, было открыто разведочным бурением в 1961 г., а в промышленную разработку введено в 1969 году.

Подраздел 1.2 «Литолого – стратиграфическая характеристика разреза». Площадь Бобровского месторождения расположена в центральной части Бузулукской впадины. Разрез исследуемого месторождения является типичным для данной части Бузулукской впадины, в строении которого установлены палеозойские, мезозойские и кайнозойские осадочные образования.

Подраздел 1.3 «Тектоника». В региональном тектоническом отношении Бобровское месторождение расположено в пределах Бузулукской впадины и приурочено к крупному тектоническому элементу Оренбуржья, известного под названием Бобровско-Покровского вала. Он имеет широтное простирание, развиваясь в направлении Предуральяского краевого прогиба, а к западу на территории Самарского Поволжья для него установлена генетическая связь известным, как Кулешовский вал. Бобровско-Покровский вал выделяется непосредственно в пределах южного внешнего обрамления Камско-Кинельской системы прогибов, представляя зону наиболее активного рифообразования на завершающей стадии формирования позднедевонских-раннекаменноугольных (турнейский вал) отложений.

Подраздел 1.4 «Нефтегазоносность». В исследуемом месторождении залежи углеводородов сконцентрированы в следующих нефтегазоносных комплексах: эйфельско-франском терригенно-карбонатном; франско-турнейском преимущественно карбонатном; визейском терригенном; окско-башкирском

карбонатном; верейском терригенном; средне-верхнекаменноугольном карбонатном; нижнепермском карбонатном.

Раздел 2 «Методика исследования» содержит семь подразделов.

Подраздел 2.1 «Термометрия». Метод термометрии скважин изучает распределение температуры по стволу скважины при исследовании естественных и искусственно-возбужденных тепловых полей. Результаты измерений используют для решения геологических и технических задач. Их использование основано на связи температуры в скважине с тепловыми свойствами горных пород, с характером и интенсивностью тепловых процессов, происходящих в недрах Земли и в системе скважина – пласт. Измерение температуры по стволу скважины производят в целях изучения: естественного теплового поля Земли; местных (локальных) тепловых полей, наблюдаемых в скважине в процессе бурения и эксплуатации; искусственных тепловых полей, вызванных наличием промывочной жидкости в скважине и цементного раствора в затрубном пространстве.

Подраздел 2.2 «Резистивиметрия» содержит два подраздела .

2.2.1 «Термокондуктивная резистивиметрия». Метод термокондуктивной дебитометрии применяют для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов; установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах; для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Подраздел 2.2.2 «Индукционная резистивиметрия». Индукционная резистивиметрия применяется: для определения состава флюидов в стволе скважины; выявления в гидрофильной среде интервалов притока воды, включая притоки слабой интенсивности; оценки минерализации воды на забое; установления мест негерметичности колонны; разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий; определения капельной и четочной структур для гидрофильной смеси. Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов

водонефтяной смеси, температуры среды.

Подраздел 2.3 «Диэлькометрическая влагометрия». Использование диэлектрической влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее диэлектрической проницаемости. Существуют две разновидности глубинных влагомеров, имеющих различные методические возможности – пакерные и беспакерные.

Подраздел 2.4 «Расходометрия» содержит два подраздела. 2.4.1 Механическая дебитометрия–расходометрия Механическая расходометрия предусматривает определение скорости движения (расхода) жидкости, поступающей в ствол скважины из пластов или закачиваемой в пласты. Ее применяют, как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приемистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приемистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутриколонныхперетоков после остановки скважины.

Из механическихдебитометров-расходомеров на практике применяются в основном приборы с датчиками турбинного типа – свободно вращающейся вертушки. Скорость вращающейся вертушки пропорциональна объемному расходу смеси.

Подраздел 2.4.2 «Термокондуктивная расходометрия». Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. Метод термокондуктивной расходометрии применяют для выявления интервалов притоков или приемистости флюидов; установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах; для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Подраздел 2.5 «Барометрия». Данный метод основан на изучении поведения

давления или градиента давления по стволу скважины или во времени. Барометрию применяют для определения абсолютных значений забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического градиента давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока-состава»).

Подраздел 2.6 «Метод электромагнитной локации муфт». Метод электромагнитной локации муфт применяют: для установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб; определения положений муфтовых соединений обсадной колонны; точной привязки показаний других приборов к положению муфт; взаимной привязки показаний нескольких приборов; уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб; определения текущего забоя скважины; в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Подраздел 2.7 «Метод интегрального гамма-каротажа». Гамма каротаж применяют для решения следующих задач: выделения в разрезах скважин местоположения полезных ископаемых, отличающихся повышенной или пониженной гамма-активностью; литологического расчленения и корреляции разрезов осадочных пород; выделения коллекторов; оценки глинистости пород; массовых поисков радиоактивного сырья; в обсаженных скважинах – для выявления радиогеохимических аномалий, образующихся в процессе вытеснения нефти водой; увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Раздел 3 «Результаты работы».

Цель данной работы заключается в определении работающих интервалов и их эксплуатационных характеристик, путем построения профиля притока, скважины № 325 Бобровского месторождения Оренбургской области.

Скважина №325 пробурена на глубину 2472м. Перфорированы пласты-коллекторы в интервале глубин 2427-2434м и 2449-2460. Объект представлен доломитами с подчиненными прослоями и линзами ангидритов, пористость – 12,7-14%; начальная нефтенасыщенность – 0,807-0,82, проницаемость – 0,097 мкм². Дебит текущий 220,5м³/сут, процент обводненности на настоящий момент составляет 23%.

В скважине выполнен комплекс геофизических исследований: гамма-каротаж (ГК) для привязки к разрезу, локация муфт (МЛМ), замеры термометра, манометра, влагомера, резистивиметра фоновые, на репрессии и при компрессировании, а также замеры термокондуктивной расходомерии при компрессировании.

При качественном анализе кривой термометрии видно, что первый испытываемый пласт в интервале 2427-2434м характеризуется отрицательной аномалией. В этом же интервале наблюдается резкое возрастание показаний на диаграмме резистивиметрии. Данные признаки свидетельствуют о поступлении флюида из перфорированного пласта в скважину.

Против второго перфорированного пласта, подобные качественные признаки на диаграммах комплекса ГИС отсутствуют, что позволяет говорить о том, что интервал перфорации на глубине 2449-2460м не работает.

В соответствии с задачей исследования для работающего интервала 2427-2434м строился профиля притока, скважин. При этом необходимо определить каким является дебит скважины (высоким, средним, низким), что влияет на методику построения профиля притока.

Для определения дебита скважины в процессе исследования после срабатывания последней пусковой муфты и стабилизации забойного давления производят запись барометрии на точке в течение некоторого времени.

Площадь поперечного сечения вычисляется исходя из сведений о толщинах стенок и диаметре эксплуатационной колонны и НКТ. Так в исследуемой скважине диаметр обсадной колонны 146мм, толщина стенки 7,7мм и НКТ диаметром 73мм и стенкой 6,7мм, поэтому величина S составила 0,012м².

В процессе исследования после срабатывания последней пусковой муфты и

стабилизации забойного давления была произведена запись барометрии на точке в течение 10 минут, изменение давления составило 14,68 атм.

Расчетный дебит притока при плотности флюида 850 кг/м^3 составил:

$Q_{\text{притока}}$ (по $dP=17,96$ атм за 10 мин) = $298 \text{ м}^3/\text{сут}$.

P забойное = 152,5 атм. на глубине 2370 м.

Профиль притока интервала перфорации :

1. 2429-2431 м – 70%
2. 2431-2432 м – 11%
3. 2432-2434 м – 19%

Согласно рассчитанному профилю максимальный вклад в общий приток вносит пласт №1. Другие пропластки вносят меньший вклад в общий приток, предположительно, из-за их ухудшенных коллекторских свойств.

Кривые термометрии на забое «сходятся», имеют одинаковую температуру, кривая термокондуктивного расходомера показывает увеличение температуры. По анализу кривых термометра и термокондуктивного расходомера можно сделать вывод о герметичности забоя.

Для высокодебитных скважин для построения профиля притока эффективны записи механического расходомера на точках, также большую информативность дадут записи на скоростях 300, 900 и 1200 м/ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ. В результате выполнения выпускной квалификационной работы были решены все поставленные перед ней задачи. Изучена геолого-геофизическая характеристика Бобровского месторождения Оренбургской области.

Рассмотрены теоретико-методические основы методов ГИС, используемых при контроле за разработкой Бобровского месторождения. Проведен сравнительный анализ результатов интерпретации методов, входящих в комплекс ГИС скважины №325 Бобровского месторождения Оренбургской области.

В исследуемой скважине выявлен работающий интервал на глубине 2427-2434 м и определены его эксплуатационные характеристики, такие как расчетный дебит притока $Q_{\text{притока}} = 298 \text{ м}^3/\text{сут}$, удельный дебит q_i , P забойное = 152,5, расход

жидкости $Q = 109.6 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Показано, что данная скважина является высокодебитной.

Построен профиль притока по скважине №325 Бобровского месторождения. Согласно рассчитанному профилю максимальный вклад в общий приток вносит пласт №1 (70%). Другие пропластки вносят меньший вклад в общий приток, предположительно, из-за их ухудшенных коллекторских свойств. При построении профиля притока наиболее результативными являются записи механического расходомера на точках, также высокую информативность показали записи на скоростях 300, 900 и 1200 м/ч.

На основании сравнительного анализа примененных методов комплекса ГИС Бобровского месторождения, можно сделать выводы о необходимости дифференцированного подхода к выбору оптимального комплекса геофизических исследований в зависимости от дебита скважины