

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧЕРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ П.О. СУХОГО»

Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

КУРСОВАЯ РАБОТА

по курсу: «Организация, планирование и управление процессом разработки»
на тему: «Организация процесса воздействия на пласт»

Выполнил:
студент гр. НР-51
Акыев.Д.С
Проверил: ст.пр.
Абрамович О.К.

Гомель 2022

Содержание

Введение.....	3
Глава 1 Организация процесса воздействия на пласт	4
1.1 Методы воздействия на пласт.....	4
1.2 Методы поддержания пластового давления	4
1.3 Законтурное заводнение	5
1.4 Внутриконтурное заводнение.....	6
1.5 Закачка газа в газовую шапку.....	7
Глава 2 Пример расчета процесса теплового воздействия на пласт.....	11
Глава 3 Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности	13
3.1 Расчет показателей эффективности инвестиций	13
3.2 Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования.....	15
Заключение	18
Список используемой литературы	19

Введение

Целью данной курсовой работы является: организация процесса воздействия на пласт. В соответствии с выбранной темой и целью необходимо решить следующие задачи в курсовой работе: - изучить и проанализировать справочную и учебную литературу; - обработать и систематизировать собранную литературу; - изучить структуру управления буровыми работами, описать должностные обязанности основных линейных руководителей и исполнителей процесса; - рассчитать экономическую эффективность инвестиций; - сделать вывод, на основе поставленной цели и задач. Для проводки скважины сервисная буровая организация осуществляет на месте проведения буровых работ монтаж бурового комплекса. Буровой комплекс – это система взаимосвязанных функциональных комплексов бурового оборудования, сооружений и коммуникаций, смонтированных на буровой площадке для бурения скважины. Центральное звено бурового комплекса – буровая установка (БУ). Буровая установка – это сооружения и функциональные комплексы агрегатов, механизмов для бурения скважин, промывки их раствором с возможностью выноса на поверхность частиц выбуренной породы, приготовления и очистки бурового раствора, выполнения спускоподъемных операций, для ловильных работ при авариях и ликвидации осложнений, спуска обсадных колонн, исследований и освоения скважин, испытаний (опробований) перед сдачей скважин в эксплуатацию. Бурение производят вращательным способом с помощью забойных двигателей, ротора или системы верхнего привода, с применением в качестве породоразрушающего инструмента долота, с промывкой забоя скважины буровым раствором или водой.

ГЛАВА 1 ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

1.1 Методы воздействия на пласт

Чтобы рационально управлять процессом разработки месторождения почти всегда возникает необходимость воздействовать на удалённые от скважин зоны пласта, т. е. на весь пласт. В отечественной практике такое воздействие осуществляется обычно на нефтяные пласты (объекты, залежи, месторождения). Воздействие на газовые (газоконденсатные) залежи в отечественной практике осуществляется редко.

Методы воздействия на пласт связаны с закачкой в пласт какого-либо агента (жидкого или газообразного), а это значит, что в той или иной степени компенсируется потеря энергии пласта из-за отбора из него нефти (закон сохранения). Закачиваемые агенты могут проявлять активность по отношению к породе пласта и вещественному содержимому пустотного пространства породы пласта (то, чем порода пласта насыщена). В результате могут меняться фильтрационно-ёмкостные свойства породы пласта, могут меняться состав и свойства насыщающих пласт флюидов (веществ), а это значит, что могут увеличиваться степень отмыва нефти от породы и степень вытеснения нефти из пласта.

Таким образом, целями воздействия на залежь нефти являются поддержание пластового давления (пластовой энергии) и увеличение (повышение) конечной нефтеотдачи пласта. К настоящему времени технологий воздействия на пласт разработано много. У одних преобладающее влияние на пласт выражается в поддержании пластового давления, у других – в повышении нефтеотдачи.

1.2 Методы поддержания пластового давления

Процессы поддержания пластового давления (ППД) могут осуществляться путём закачки в пласт воды или газа. В отечественной практике основным методом ППД является закачка воды в пласт, которая ведётся уже на протяжении более 60 лет. Большая часть отечественных нефтяных месторождений разрабатывается с применением закачки воды в пласт (заводнение) по той или иной технологии. Таким образом, основными технологиями поддержания пластового давления являются:

- а) законтурное заводнение; б) внутриконтурное заводнение;
- в) закачка газа в газовую шапку.

Считается, что поддержание пластового давления способствует:

- продлению сроков фонтанирования добывающих скважин;
- повышению текущих дебитов скважин;
- уменьшению сроков разработки месторождений;
- повышению конечной нефтеотдачи пластов;
- снижению себестоимости добываемой нефти.

1.3 Законтурное заводнение

Закачка воды осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности (рис. 1.1).

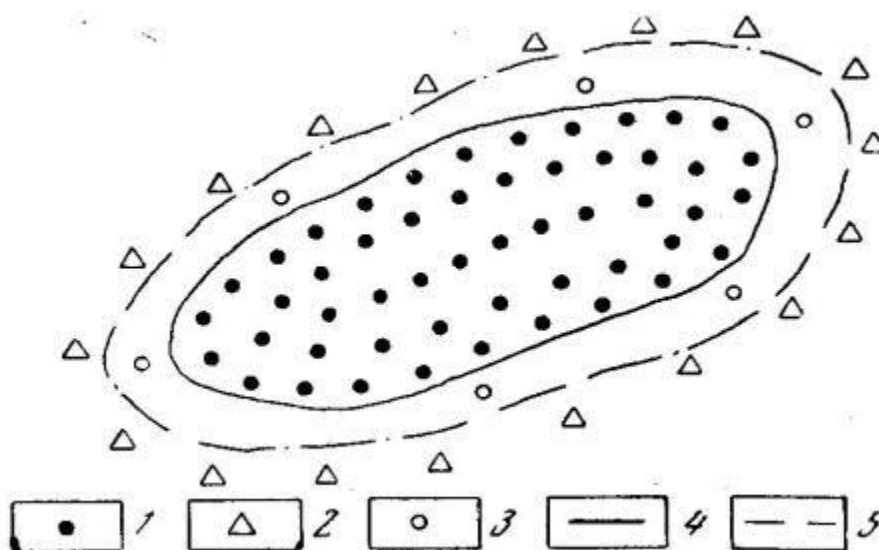


Рисунок 1.1 – Схема законтурного заводнения:

1 – нефтяные скважины; 2 – нагнетательные скважины; 3 – контрольные скважины;
4 – внутренний контур нефтеносности; 5 – внешний контур нефтеносности

Нагнетательные скважины размещаются от контура нефтеносности на расстоянии нескольких сотен метров.

Законтурное заводнение применимо при сравнительно небольших по площади залежах и однородном по строению пласте с хорошей гидродинамической связью нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью. Если пласт однородный, то вероятность прорыва языков воды в добывающие скважины становится меньше.

Под воздействием закачиваемой воды водонефтяной контакт будет продвигаться к центру залежи. Однако часть воды будет отфильтровываться в противоположную сторону от контура нефтеносности. Эта вода не примет участия в вытеснении нефти.

1.4 Внутриконтурное заводнение

Применяется для залежей больших размеров. Закачка воды осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных по какой-либо сетке внутри контура нефтеносности. Выбор схемы расположения нагнетательных скважин диктуется конкретными геологическими условиями. Часто применяется блочное внутриконтурное заводнение (рис. 1.2), когда залежь рядами нагнетательных скважин как бы разрезается поперёк большой оси залежи на отдельные блоки. Между рядами нагнетательных скважин располагается до пяти рядов добывающих скважин. При необходимости такие блоки можно вводить в разработку ускоренно, когда залежь ещё полностью не разбурена.

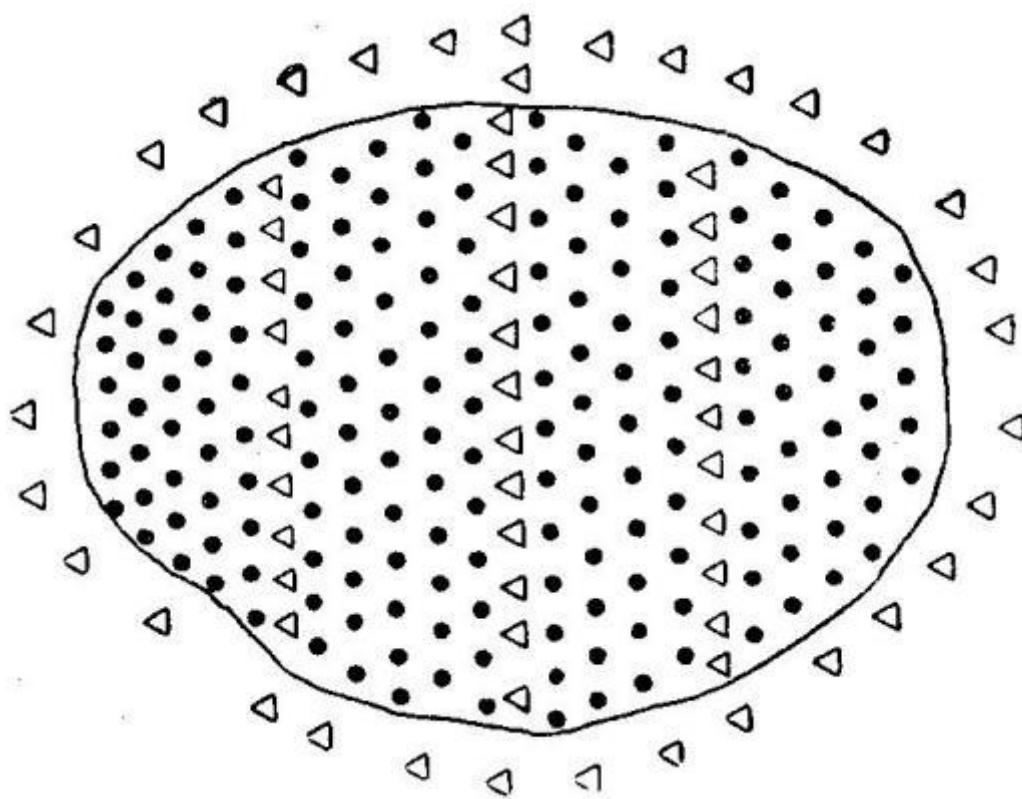


Рисунок 1.2 – Схема внутриконтурного заводнения

Самым интенсивным воздействием на пласт является площадное заводнение. В этом случае обычно забои нагнетательных и добывающих скважин образуют в плане правильные геометрические фигуры. Например, если в центре квадрата, образованного забоями нагнетательных скважин, расположить добывающую скважину, то получается так называемая пятиточечная сетка, где на одну нагнетательную будет приходиться одна добывающая скважина. Таким образом, вся площадь месторождения и все добывающие скважины будут находиться под воздействием закачки воды.

Для целей ППД используют воду следующих источников:

- открытых водоёмов (рек, озёр, морей);
- подрусловые воды;
- водоносных пластов этих же месторождений;
- промысловые сточные воды, основа которых – подтоварная вода.

Воды потенциальных источников водоснабжения могут содержать вредные примеси. К вредным примесям относятся: механические частицы, нефтепродукты, соединения железа, минеральные соли, сероводород, углекислый газ, повышенное содержание кислорода, некоторые микроорганизмы (например, сульфатвосстанавливающие бактерии).

Самыми чистыми от вредных примесей являются воды водоносных горизонтов и подрусловые воды, которые могут закачиваться даже без специальной подготовки. Воды поверхностных источников часто содержат излишнее количество взвешенных (механических) частиц. В этом случае требуется хотя бы отстой или фильтрование.

Самыми загрязнёнными являются промышленные сточные воды, к которым относятся ливневые, пресные воды и подтоварные воды, которые появляются в результате промышленной подготовки нефти до товарных кондиций. Эти воды требуется очищать, для чего строятся дорогостоящие очистные сооружения или установки подготовки воды.

Существуют нормативы по содержанию некоторых вредных примесей в водах, подлежащих закачке в пласт. Однако геологическое разнообразие разрабатываемых залежей столь велико, что пригодность воды для закачки в пласт вначале следует определить в лабораторных условиях на образцах керна, затем провести пробную закачку в пласт. Такой подход позволит более точно определить вид примеси, их количество, размеры (например, частицы мехпримесей), установить, действительно ли они являются вредными в воде для условий конкретного пласта. Такой подход позволит оптимизировать технологию очистки вод, если таковая потребуется.

1.5 Закачка газа в газовую шапку

Поддержание пластового давления закачкой воды в пласт не всегда целесообразно. Например, если порода пласта содержит много глинистого материала, то заводнение приведёт к существенному снижению проницаемости пласта из-за разбухания глин, что приведёт к ухудшению основных показателей разработки. Поскольку газ не взаимодействует с

породой пласта, то закачка газа в этих условиях может стать более эффективной.

Газ лучше закачивать в имеющуюся газовую шапку или в газовую шапку, созданную искусственно (опять же путём закачки газа в наиболее высокую часть пласта). В качестве рабочего агента лучше использовать сухой углеводородный газ, углекислый газ или азот.

ППД закачкой газа в пласт является более энергоёмким процессом по сравнению с заводнением пластов по причинам, что газ является сжимаемым, а его плотность в пластовых условиях примерно на порядок меньше плотности воды. Поэтому газ ещё на дневной поверхности требуется сжать до давления выше, чем давление в пласте. Если на рассматриваемом месторождении или поблизости имеется источник газа достаточно высокого давления (газовая залежь, магистральный газопровод), то им следует воспользоваться. Это даст большую экономию капитальных и эксплуатационных затрат, поскольку не надо будет строить компрессорные станции, не надо будет нести расходы на получение и сжатие газа.

К недостаткам использования газа для ППД относят его маленькую вязкость. Однако углеводородный и углекислый газ хорошо растворимы в нефти, поэтому между пластовой нефтью и газом образуется переходная зона с пониженной вязкостью нефти, способствующая лучшему отмыву нефти от зёрен породы и лучшему вытеснению нефти газом.

Газ в нагнетательные скважины следует закачивать по колонне насоснокомпрессорных труб. Затрубное пространство у башмака этих труб следует перекрыть пакером для предохранения обсадной эксплуатационной колонны от высоких давлений закачиваемого газа.

1.6 Организация работ по поддержанию пластового давления

С целью поддержания пластового давления применяют законтурное и внутриконтурное заводнение с разрезанием крупных площадей на отдельные участки, осевое, сводовое и очаговое заводнение месторождений. В настоящее время широко используются новые методы разработки нефтяных месторождений путём применения для закачки растворов неионогенных поверхностно-активных веществ (ПАВ), карбонизированной воды, сухого газа при высоком давлении, горячей воды и пара (внутрипластового движущегося очага горения). Эти методы разработки наряду с интенсификацией добычи нефти направлены на увеличение нефтеотдачи.

Работы по поддержанию пластового давления на нефтегазодобывающем предприятии проводит цех поддержания пластового давления (ЦППД). Его основная задача — обеспечение закачки рабочего агента в продуктивные

пласты в объемах, соответствующих утвержденному проекту разработки и, следовательно, обеспечивающих заданный отбор нефти.

Цех поддержания пластового давления подчиняется непосредственно генеральному директору НГДУ. Сюда поступает соответствующая информация, на основании анализа которой централизованно принимают решения о ведении технологических процессов по поддержанию пластового давления.

Цех ППД обеспечивает заданный режим закачки воды, контролируя ее объем и качество с помощью контрольно-измерительных приборов, а также наблюдает за приемистостью скважин. Для этого цех ППД имеет инженера и звено по заводнению, занимающееся обслуживанием насосных станций и системы внутренних водоводов. Круглосуточное оперативное руководство работой по заводнению осуществляют начальники смен. Цех ППД ведет ежесуточный учет закачки воды в продуктивные горизонты. Со всеми объектами, контролируемыми и управляемыми по системе телемеханики, предусмотрена и существует телефонная связь по этой системе.

Участки эксплуатации имеют водозаборы, которые при помощи подрусовых скважин добывают воду и подают её на блочные кустовые насосные станции, которые нагнетают воду в пласт через куст обслуживаемых ими нагнетательных скважин. При наличии рек и водоёмов забор воды может осуществляться через систему гребёнок. Цех осуществляет рациональную эксплуатацию всех находящихся в его распоряжении сооружений: водозаборов, насосных и блочных кустовых насосных станций, а также нагнетательных скважин.

Для этих целей участки имеют машинистов насосных станций, электромонтёров, слесарей-обходчиков. С целью обслуживания нагнетательных скважин создаются специальные бригады.

Профессиональный состав бригад по обслуживанию нагнетательных скважин: операторы и помощники операторов по обслуживанию нагнетательных скважин, электромонтёры, слесари по КИП и автоматике. Качество нагнетаемой воды контролируется на участке водоочистки, на котором следят за содержанием железа и механических примесей в воде. На этом участке занято 5% рабочих цеха ППД.

На участке освоения скважин занято 30% рабочих цеха ППД. С целью пуска в эксплуатацию новых нагнетательных скважин и восстановления упавшей приёмистости нагнетательных скважин на участке функционируют три бригады: бригады по освоению скважин, подготовительные бригады и исследовательские бригады.

Подготовительная бригада готовит рабочее место для бригад по освоению скважин.

Бригады по освоению скважин занимаются собственно освоением нагнетательных скважин различными методами: свабированием, торпедированием, соляно-кислотными обработками, гидроразрывом и т.п.

Исследовательская бригада следит за контрольно-измерительными приборами и контролирует приёмистость скважин.

Ремонтно-восстановительные работы ведёт ремонтно-восстановительный участок, на котором занято до 25% рабочих цеха ППД. Эти работы выполняет специализированная ремонтная бригада, которая обслуживает всю сеть магистральных и разводящих водоводов и осуществляет ремонт наземной арматуры нагнетательных скважин.

Затраты по цеху ППД учитываются в калькуляции себестоимости добычи нефти статьей “Расходы по искусственному воздействию на пласт” и составляют примерно 10% всех затрат на добычу нефти.

Глава 2 Пример расчета процесса теплового воздействия на пласт

Рассмотрим температурное поле при закачке в пласт наиболее простого теплоносителя – горячей воды. При этом будем полагать, что горячая вода закачивается в нефтяной пласт с начальной температурой T_{nl} при постоянной остаточной нефтенасыщенности $S_{ном} = const$.

Итак, в прямолинейный однородный пласт через галерею закачивается горячая вода с температурой T_l и расходом q . Следовательно, на входе в пласт постоянно поддерживается перепад температур $\Delta T = \Delta T_l = T_l - T_{nl}$. Пренебрегаем теплопроводностью пласта в горизонтальном направлении, но будем учитывать уход тепла по вертикали в его кровлю и подошву. Схема распределения температуры в пласте в этом случае будет существенно отличаться от схемы. В этом случае процесс теплопереноса описывается уравнением:

$$a \frac{\partial T}{\partial x} + b \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{2q_T}{h} = 0; \quad (2.1)$$

$$a = c_B \rho_B v_B; b = c_T \rho_T (1 - m) + c_B \rho_B m (1 - s_{ном}) + m c_H \rho_H s_{ном}. \quad (2.2)$$

В случае же переменной температуры используем интеграл Дюамеля. В результате получим

$$q_T = \lambda_{TK} \int_0^t \frac{\Delta T'(\tau) d\tau}{\sqrt{\chi_{TK} \pi (t - \tau)}}. \quad (2.3)$$

Эта задача расчета температурного поля в пласте известна как задача Ловерье. Ее решают с использованием преобразования Лапласа, согласно которому вводится функция $\theta(x, s)$ в виде

$$\theta(x, s) = \int_0^\infty \Delta T(x, t) e^{-st} dt. \quad (2.4)$$

$$a \frac{d\theta}{dx} + (bs - c_0 \sqrt{s}) \theta = 0; c_0 = \frac{2\lambda_{TK}}{h\sqrt{\chi_{TK}}}. \quad (2.3)$$

Решение уравнения с учетом граничного и начального условий $\Delta T = \Delta T_l$, если $x = 0$ и $\Delta T = 0$ при $t = 0$, имеет вид

$$\theta(x, s) = \Delta T_1 \frac{e^{-\frac{b}{a} \left(s - \frac{c_0 \sqrt{s}}{b} \right) x}}{s}. \quad (2.4)$$

Функции $\theta(x, s)$ – изображение по Лапласу функции-оригинала $\Delta T(x, t)$. При переходе от изображения Лапласа к оригиналу имеем

$$\Delta T = \Delta T_1 \operatorname{erfc}(z); \quad z = \frac{\lambda_{TK} x}{ah \sqrt{\chi_{TK} \left(t - \frac{b}{a} x \right)}}; \quad (2.5)$$

$$\operatorname{erfc}(z) = 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z e^{-z^2} dz, \quad t \geq \frac{bx}{a}. \quad (2.6)$$

Из (20) видно, что при $x = 0$ $\operatorname{erfc}(0) = 1$ и $\Delta T = \Delta T_1$, а при $x = x_{OT} = (at/b)$ $\operatorname{erfc}(\infty) = 0$ и $\Delta T = 0$.

Перемещение области насыщенного пара с постоянной температурой в глубь пласта можно установить по формуле Маркса – Лангенгейма. Вывод этой формулы получают не путем решения дифференциального уравнения теплопереноса, а непосредственно на основе баланса тепла в пласте, согласно которому

$$q = q_{nl} + 2q_T b \Delta x_T. \quad (2.7)$$

Здесь q – количество тепла, вводимого в пласт в единицу времени вместе с паром; q_{nl} – изменение за единицу времени тепла в нагретой области 1; q_T – изменение за единицу времени тепла, отдаваемого в кровлю – подошву. В расчетной схеме Маркса – Лангенгейма использована схема теплотерь Ловерье. В области, содержащей насыщенный пар и остаточную нефть с насыщенностью $s_{н\text{ост}}$, температура равна температуре T_0 нагнетаемого пара. В области 2, расположенной перед областью 1, температура равна пластовой T_{nl} .

Глава 3 Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности

3.1 Расчет показателей эффективности инвестиций

Расчет годовой экономии на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции перфоратора

Срок службы новой конструкции оборудования:

$$T_{\text{сл}2} = T_{\text{сл}1} \cdot k_{\text{сл}} \quad (3.1)$$

$$T_{\text{сл}2} = 8 \cdot 1,25 = 10 \text{ лет}$$

где: $T_{\text{сл}1}$ – срок службы базовой конструкции, год;

$k_{\text{сл}}$ – коэффициент увеличения срока службы.

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{Р(год)1}} = \frac{I_{\text{р1}} \cdot K_{\text{р1}}}{T_{\text{сл1}}} \quad (3.2)$$

$$I_{\text{Р(год)1}} = \frac{8000 \cdot 3}{8} \cdot 1,023 = 3069 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{р1}}$ – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у. е.;

$K_{\text{р1}}$ – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у. е.;

$k_{\text{р}}$ – коэффициент увеличения добычи нефти.

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при новом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{Р(год)2}} = \frac{I_{\text{р2}} \cdot K_{\text{р2}}}{T_{\text{сл2}}} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{Р(год)2}} = \frac{8000 \cdot 3}{10} = 2400 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{р2}}$ – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у. е.;

$K_{\text{р2}}$ – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у. е.;

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{у-п(1т)1}} = I_{\text{у-п(1т)}} \cdot \frac{a_1}{100} \quad (3.4)$$

$$И_{у-п(1т)1} = 880 * \frac{48}{100} = 422,4 \text{ у. е.}$$

где: $И_{у-п(1т)1}$ – полная себестоимость добычи 1 т нефти, у. е.;

a_1 – удельный вес условно-постоянных издержек в полной стоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, %.

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, у. е.

$$И_{у-п(год)1} = И_{у-п(1т)} \cdot Q_{год(1скв)1} \cdot k_q \quad (3.5)$$

$$И_{у-п(год)1} = 422,4 \cdot 12100 \cdot 1,023 = 5228593,9 \text{ у. е.}$$

где: $Q_{год(1скв.)1}$ – годовой объем добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, т;

k_q – коэффициент увеличения добычи нефти.

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при новом варианте конструкции, у. е.

$$И_{у-п(год)2} = И_{у-п(1т)} \cdot Q_{год(1скв)1} \cdot k_q \quad (3.6)$$

$$И_{у-п(год)1} = 422,4 \cdot 12100 = 5111040 \text{ у. е.}$$

Изменяющиеся годовые эксплуатационные издержки при использовании базовой и новой конструкции оборудования, у. е.:

Базовый вариант:

$$И_{год1} = И_{р(год)1} + И_{у-п(год)1} \quad (3.7)$$

$$И_{год1} = 3069 + 5228593,92 = 5231662,9 \text{ у. е.}$$

Новый вариант:

$$И_{год2} = И_{р(год)2} + И_{у-п(год)2} \quad (3.8)$$

$$И_{год2} = 8200 + 5111040 = 5119240 \text{ у. е.}$$

Годовая экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования, у. е.

$$\mathcal{E}_и = И_{год1} - И_{год2} \quad (3.9)$$

$$\mathcal{E}_и = 5231662,9 - 5119248 = 112414,9 \text{ у. е.}$$

3.2 Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования

Продолжительность расчетного периода, год.

$$T_p = 1 + T_{сл2} \quad (3.10)$$

$$T_p = 1 + 10 = 11 \text{ лет}$$

где: 1 – год принятия инвестиционного решения;

$T_{сл2}$ – срок службы новой конструкции оборудования, год.

Индекс инфляции по годам расчетного периода по отношению к году принятия инвестиционного решения:

$$J_t = J_{(t-1)} \cdot (1 + \beta)^{12} \quad (3.11)$$

$$J_1 = 1 \text{ год}$$

$$J_2 = 1 \cdot (1 + 0,016) = 1,21 \text{ года}$$

$$J_3 = 1,21 \cdot (1 + 0,016) = 1,46 \text{ года}$$

$$J_4 = 1,46 \cdot (1 + 0,016) = 1,77 \text{ года}$$

$$J_5 = 1,77 \cdot (1 + 0,016) = 2,14 \text{ года}$$

$$J_6 = 2,14 \cdot (1 + 0,016) = 2,59 \text{ лет}$$

$$J_7 = 2,59 \cdot (1 + 0,016) = 3,13 \text{ лет}$$

$$J_8 = 3,13 \cdot (1 + 0,016) = 3,79 \text{ лет}$$

$$J_9 = 3,79 \cdot (1 + 0,016) = 4,58 \text{ лет}$$

$$J_{10} = 4,58 \cdot (1 + 0,016) = 5,54 \text{ лет}$$

$$J_{11} = 5,54 \cdot (1 + 0,016) = 6,7 \text{ лет}$$

где: $J_t, J_{(t-1)}$ – индекс инфляции в t -том и $(t-1)$ -м годах расчетного периода.

β – среднемесячный уровень инфляции;

12 – количество месяцев в году.

Для первого года расчетного периода T_p (года принятия инвестиционного решения) $J_1 = 1$.

Экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования по годам расчетного периода в ценах года принятия инвестиционного решения, у. е.

$$\mathcal{E}_{ит} = \frac{\mathcal{E}_и}{J_t} \quad (3.12)$$

$$\mathcal{E}_{ит1} = 0 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{ит2} = \frac{112414,9}{1,21} = 92904,13 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{ит3} = \frac{112414,9}{1,46} = 76995,9 \text{ у. е.}$$

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{ит4} &= \frac{112414,9}{1,77} = 63510,73 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит5} &= \frac{112414,9}{2,14} = 52529,9 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит6} &= \frac{112414,9}{2,59} = 43403,08 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит7} &= \frac{112414,9}{3,13} = 35915,02 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит8} &= \frac{112414,9}{3,79} = 29660,69 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит9} &= \frac{112414,9}{4,58} = 24544,54 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит10} &= \frac{112414,9}{5,54} = 20291,33 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{ит11} &= \frac{112414,9}{6,7} = 16778,21 \text{ у. е.}\end{aligned}$$

где: $\mathcal{E}_и$ – см. формулу (9).

Для первого года T_p значение $\mathcal{E}_{и1} = 0$.

Дисконтированная величина экономии от реализации проекта в ценах года принятия инвестиционного решения, у. е.

$$\mathcal{E}_{дис} = \sum_{t=1}^{Q_6} [\mathcal{E}_{ит} / (1 + r)^t] \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned}\mathcal{E}_{дис1} &= \frac{0}{(1 + 0,16)^1} = 0 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис2} &= \frac{92904,13}{(1 + 0,16)^2} = 69042,9 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис3} &= \frac{76995,9}{(1 + 0,16)^3} = 49328,01 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис4} &= \frac{63510,73}{(1 + 0,16)^4} = 35076,41 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис5} &= \frac{52529,9}{(1 + 0,16)^5} = 25010,2 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис6} &= \frac{43403,08}{(1 + 0,16)^6} = 17814,45 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис7} &= \frac{35915,02}{(1 + 0,16)^7} = 12707,79 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис8} &= \frac{29660,69}{(1 + 0,16)^8} = 9047,26 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис9} &= \frac{24544,54}{(1 + 0,16)^9} = 6454,05 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис10} &= \frac{20291,33}{(1 + 0,16)^{10}} = 4599,71 \text{ у. е.} \\ \mathcal{E}_{дис11} &= \frac{16778,21}{(1 + 0,16)^{11}} = 3278,74 \text{ у. е.}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sum \mathcal{E}_{дис} &= \mathcal{E}_{дис1} + \mathcal{E}_{дис2} + \mathcal{E}_{дис3} + \mathcal{E}_{дис4} + \mathcal{E}_{дис5} + \mathcal{E}_{дис6} + \mathcal{E}_{дис7} + \mathcal{E}_{дис8} + \mathcal{E}_{дис9} + \\ &\mathcal{E}_{дис10} + \mathcal{E}_{дис11} = 232359,52 \text{ у. е.}\end{aligned}$$

где: r – принятая норма дисконта.

Экономический эффект за расчетный период T_p при использовании новой конструкции оборудования, у. е.

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = \mathcal{E}_{\text{дис}} - K \quad (14)$$

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = 232359,52 - 5100 = 227259,52 \text{ у. е.}$$

где: K – инвестиции на модернизацию базовой конструкции оборудования, у. е.

Заключение

Основные задачи данной курсовой работы были выполнены в полном объёме, а именно: - подробно была рассмотрена установка буровых скважин; - изучена и построена схема управления работ при монтаже, демонтаже бурового оборудования - проведены расчёты по оценке эффективности инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности, а также расчет годовой экономии на эксплуатационных издержках. Подводя итог, можно сказать, что выполнение данной курсовой работы способствовало моему лучшему пониманию структуры производственного процесса, который очень зависит от теоретических знаний, полученных при изучении данного предмета.

Список используемой литературы

1. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / под ред. А.М. Гусмана и К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГА, 2002. –592 с.
2. Проталов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи: учебник. – М.:Недра, 2004.
3. Муравенко В.А. Буровые машины и механизмы: справочно-информационное издание. Том 2/ В.А. Муравенко, А.Д. Муравенко, В.А. Муравенко. Москва-Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2002. 464 с.
4. Бабаян Э. В. Инженерные расчеты при бурении [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Э. В. Бабаян, А. В. Черненко. – Вологда: "ИнфраИнженерия", 2018. – 440 с.
5. Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь, 23.02.2018, 8/32821