

УДК 622.276; 622.279+52.47.21+52.47.27

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИННОВАЦИОННОГО СПОСОБА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА СУШЕ И ШЕЛЬФЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАВИТАЦИОННОГО РЕЖИМА

Ахмеджанов Т.К., Нуранбаева Б.М., Логвиненко А.В., Гусенов И.Ш.

Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева, Алматы,

e-mail: ahm_tlev_49@mail.ru, bulbulmold@mail.ru

Традиционные технологии добычи нефти на шельфе имеют низкий коэффициент нефтеотдачи, при этом наносят огромный урон окружающей среде, о чем свидетельствуют участвовавшие разливы по всему миру. В статье описан инновационный способ разработки нефтяных месторождений, позволяющий существенно повысить нефтеотдачу с помощью искусственно созданного гравитационного режима, а также полностью исключить загрязнение окружающей среды при разработке шельфовых месторождений благодаря добыче нефти плотной сеткой скважин, которые бурятся из подземных выработок. В сравнении с поверхностными способами добычи нефти на шельфе, такими как разработка, с насыпных островов, нефтяных платформ и эстакад, данный способ имеет ряд технологических и экономических преимуществ. Рассмотрен опыт применения подобных технологий во всем мире. Для сравнения подсчитаны дебиты скважин и капитальные затраты на примере нефтяных месторождений Кырыкмылтык и Кашаган в Казахстане.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, шахтно-скважинный способ, гравитационный режим, высоковязкие нефти

ASSESSMENT OF EFFICIENCY OF THE INNOVATIVE WAY OF DEVELOPMENT OF OIL FIELDS ON LAND AND OFFSHORE USING GRAVITY MODE

Akhmedzhanov T.K., Nuranbaeva B.M., Logvinenko A.V., Gusenov I.S.

Kazhaski national technical University named after K.I. Satpayev, Almaty,

e-mail: ahm_tlev_49@mail.ru, bulbulmold@mail.ru

The traditional technology of oil production on the shelf have a low coefficient of oil recovery, thus causing huge damage to the environment, as evidenced by the frequent spills around the world. This article describes an innovative way of development of oil fields, allowing to significantly increase oil recovery using artificially generated gravity regime, as well as to exclude environmental pollution in the development of offshore fields due to oil a dense grid of holes drilled from underground workings. In comparison with surface methods of oil production on the shelf, such as the development of artificial Islands, oil rigs and platforms, this method has a number of technological and economic advantages. The experience of the application of such technologies throughout the world. For comparison, the calculated production rates of wells and capital costs for example oil fields Kyrykmyltyk and Kashagan in Kazakhstan.

Keywords: enhanced oil recovery, coal-borehole method, gravity mode, high-viscosity oil

Впервые шахтно-скважинный метод добычи нефти применялся в промышленном масштабе в нескольких странах, но так и не получил дальнейшего развития, хотя позволяет повысить нефтеотдачу нефтяных месторождений. Наиболее значительные промышленные объекты [1-5], где применялся шахтно-скважинный метод следующие.

Месторождение Пешельбронн, Франция, где за счет применения 47 скважинной разработки с поверхности нефтеизвлечение составило 17%, а за счет применения шахтного способа получено еще 43%.

Месторождение Витце, Западная Германия, где за счет применения скважинной разработки с поверхности нефтеизвлечение составило 20-25%, а за счет применения шахтного способа получено еще 60%.

На месторождении Сарата-Монтеору, Румыния, за счет применения шахтного способа нефтеизвлечение достигло 55-60%.

В 1939 г. начата шахтная разработка Ярегского месторождения (Республика Коми, Россия). Здесь создан, испытан и внедрен в промышленном масштабе способ термошахтной разработки тяжелой нефти, позволивший довести нефтеотдачу до 50-60%, т.е. выше уровня, достигаемого при разработке месторождений нефти малой и средней вязкости традиционными методами.

Для разработки в Норвежском море, на месторождении Тромс II учеными был предложен вариант замены дорогостоящих нефтяных платформ туннелями, пройденными с суши на 30 км в сторону моря [6].

Приведенные примеры показывают, что шахтный способ при разработке месторождений легкой нефти позволяет достичь 60% нефтеизвлечения и более. Он также может быть использован для доработки месторождений легкой нефти, где традиционные способы добычи нефти исчерпали себя.

Северный Каспий содержит важные биоресурсы, включая популяции ценных промысловых рыб, водоплавающих птиц, обитающих в прибрежной зоне, и большую часть популяции каспийских тюленей.

Поэтому нефтяные операции на данной территории следует проводить с большой осторожностью, чтобы было минимальное воздействие на хрупкую экологию и биоресурсы района работ, имеющих большое значение для населения и экономики Казахстана и России, и являющихся международным достоянием.

Для морской флоры и фауны нефтяные разливы или в худшем случае выбросы могут иметь катастрофические последствия, как это имело место в мексиканском заливе [5]. Также поучительным является пример открытого выброса нефти с газом на месторождении Тенгиз в 1985 году. Крупнейшее месторождение Кашаган, расположенное на шельфе Каспия считается продолжением Тенгиза и имеет сходную геологию.

В случае разработки месторождения из шахт описанные выше происшествия исключены, так как отсутствует контакт моря со скважинами.

Также, никакие погодные условия, зимний сезон не влияют на добычу нефти шахтно-скважинным способом, и добыча может продолжаться 24 часа в сутки в течение всего года [7].

Известная технология предусматривает создание туннелей или шахт ниже продуктивного пласта, из которых на этот пласт бурят дренирующие стволы. В целях обеспечения безопасности горные выработки обычно создают в устойчивых формациях, обеспечивающих надежную изоляцию от вышележащего нефтяного пласта [8].

Объектами шахтной разработки могут быть в первую очередь залежи природных битумов и тяжелых нефтей, законсервированные залежи с высоковязкими нефтями, выработанные месторождения со значительными остаточными запасами нефти и в перспективе зона континентального шельфа [9, 10].

Цель исследования. Цель этой работы описать и показать эффективность предлагаемого нами нового шахтно-скважинного способа разработки месторождений легкой и высоковязкой нефти, как на суше, так и на шельфе.

Материалы и методы исследования

Для проведения исследований были использованы данные по разработке таких месторождений в Казахстане как Кашаган, Кырыкмылтык и другие. При этом использован метод исследований, включающий анализ и обобщение известных и расчетных данных.

Результаты исследования и их обсуждение

С целью повышения производительности скважин, нефтеотдачи пластов, охраны окружающей среды и безопасности объектов нефтегазодобычи, ниже предлагается инновационный способ их вскрытия и эксплуатации, при которых обеспечивается искусственно созданный гравитационный режим работы пласта на протяжении всего периода эксплуатации месторождения, а на поверхности будут отсутствовать скважины и объекты сбора и подготовки нефти. Для этого в вышележащих пластах из ствола шахты проводятся горные выработки (квершлагги), через которые месторождение вскрывается скважинами, сооружаемыми под землей путем бурения их сверху вниз из горных выработок (рис. 1, 2).

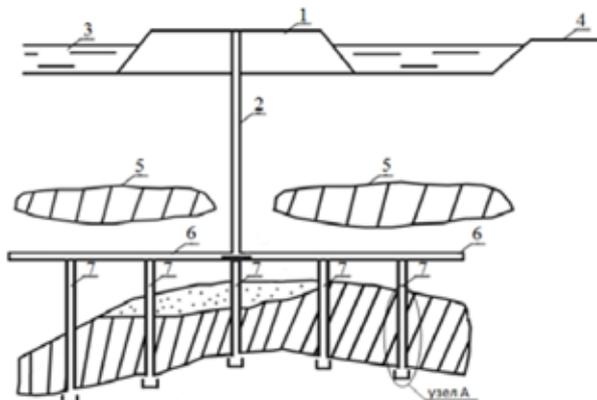


Рис. 1. Способ вскрытия и эксплуатации нефтяных пластов на шельфе и суше

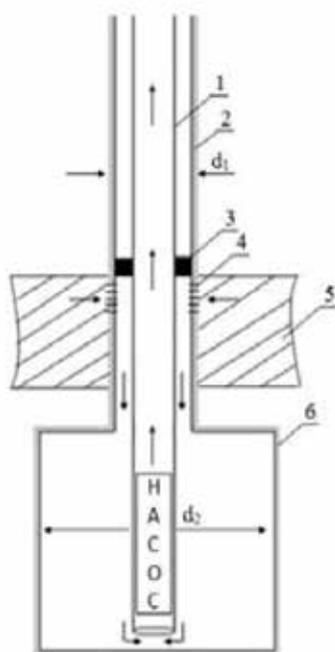


Рис. 2. Узел А скважины

На шельфе над местом расположения пласта углеводородов и, где не простирается соляной пласт, строят обычно насыпной остров 1, через который проходят шахтный ствол 2 до глубины ниже уровня подошвы соляного пласта 5, а также квершлаг 6, проходящий по кровле пласта углеводородов и из квершлага бурят короткие эксплуатационные скважины 7 диаметром d_1 до пересечения с пластом нефти или газа, перфорируют ниже уровня пересечения их с пластом и эксплуатируют их до окончания фонтанного режима, после чего скважины 7 углубляют ниже пласта. Для того чтобы перейти на гравитационный режим эксплуатации, добуривают скважины долотом большего диаметра d_2 на такую длину, чтобы объем скважины с большим диаметром d_2 был больше объема скважины диаметром d_1 (рис. 2).

Таким образом, создается эффект «дырявого ведра», из которого жидкость (нефть и пластовая вода) постоянно вытекает в подземные горные выработки. В них в дальнейшем производится сбор и подготовка скважинной продукции. В результате будет обеспечен постоянный гравитационный режим работы пласта, а пластовую воду обратно закачивают в пласт через подземные скважины, а на поверхности будет только одна горная выработка (шахта) че-

рез которую будет выдаваться чистая нефть и газ по трубопроводам. При этом способе вскрытия пластов и добычи нефти увеличивается производительность скважины, повышается нефтеотдача пластов. Также не требуется строительство большого количества насыпных островов, выделение огромных площадей на поверхности под бурение скважин, а также сокращается длина добычных скважин, уменьшается загрязнение окружающей среды, в том числе и морской. Кроме того увеличивается безопасность нефтяных объектов, в том числе от нападений с воздуха.

Этот инновационный способ вскрытия и разработки месторождения может быть использован не только на вновь открываемых, но и действующих и отработанных ранее месторождениях. При этом можно использовать более эффективно все существующие методы повышения нефтеотдачи пластов.

Ниже приведены технико-технологический расчет эффективности добычи нефти шахтно-скважинным способом (на примере месторождения Кырыкмылтык).

На нефтяном месторождении «Кырыкмылтык» продуктивными являются меловые и юрские отложения. В настоящее время основная промышленная разработка ведется по юрским отложениям. Основной причиной такого распределения является именно трудноизвлекаемость запасов меловых отложений в связи с большой вязкостью нефти и низким показателем пластового давления.

В расчете мы рассматриваем шахту и скважину под горизонт МІ – А, где находится наиболее вязкая нефть по сравнению с остальными горизонтами, глубина залегающего залежи наименьшая и скважина, эксплуатирующая данный пласт, наиболее низкодебитна относительно других скважин.

- Исходные данные по горизонту МІ – А:
- глубина залегания пласта – $H=300$ м;
 - средняя проницаемость по пласту – $k = 1377,4$ мД = $1377,4 \cdot 10^{-15}$ м²;
 - плотность нефти в пластовых условиях – $\rho_n = 885,6$ кг/м³;
 - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – $h_{эф} = 11,2$ м;
 - среднее пластовое давление – $P_{пл} = 2,7$ МПа;
 - динамическая вязкость нефти – $\mu = 620$ мПа·с;
 - радиус контура нефтеносности – $r_k = 1300$ м (залежь круговая, с параметрами – $2,7 \times 2,5$ км);

$$-r_c = 160 \cdot 10^{-3} \text{ м} \times e^{0,5} = 263 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Радиус скважины выбираем равным – $r_c = 160 \cdot 10^{-3} \text{ м} \times e^{0,5} = 263 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ (из практических и теоретических данных). Сооружение вертикального участка шахты идет до глубины 400 м, то есть на 100 м ниже глубины залегания интересующего нас продуктивного горизонта. Длина горизонтального участка квершлага, пройденного из ствола шахты вдоль пласта равна 1500 м, то есть сооружение идет до середины залежи, так как мы ведем расчеты только по одной опытной скважине, расположенной по центру залежи. При дальнейшей разработке с увеличением числа скважин по залежи длина горизонтального участка квершлага может удлиняться, вплоть до длины всей залежи.

В расчетах приведенных ниже показано увеличение дебита скважины и соответственно коэффициента нефтеотдачи пласта. Так как скважина расположена по центру залежи и при этом возникает плоскорадиальная фильтрация жидкости, мы имеем право использовать основную формулу Дюпюи для расчета дебита скважины. Первоначально она имеет вид:

$$Q = VS, \quad (1)$$

где V – скорость фильтрации жидкости; S – площадь поперечного сечения скважины.

Скорость V фильтрации жидкости и площадь S можно представить как:

$$V = \frac{\kappa}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\kappa}{\mu} \frac{P_{nl} - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \frac{1}{r_c}, \quad (2)$$

$$S = 2\pi r_c h. \quad (3)$$

Следовательно, подставляя (2) и (3) в формулу (1) получаем конечную формулу Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi\kappa h}{\mu} \frac{P_{nl} - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} \quad (4)$$

Для предлагаемой инновационной технологии формула Дюпюи принимает несколько другой вид. При обычной экс-

$$Q = \frac{2\pi\kappa h}{\mu} \frac{P_{nl} - P_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1377,4 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot 11,2 \text{ м} \cdot 2,7 \cdot 10^6 \text{ Па}}{620 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с} \cdot \ln \frac{1300 \text{ м}}{0,263 \text{ м}}} = 4,285 \text{ м}^3 / \text{сут} = 3,795 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (7)$$

Из расчета видно, что дебит скважины увеличился в 14 раз по сравнению с те-

плуатации скважин давление в скважине эквивалентно давлению на забое скважины и оно равно гидростатическому давлению столба жидкости, которое и создает противодействие на пласт, $P_c = \rho gh$.

Главная идея нашей инновационной разработки заключается именно в том, что у нас отсутствует давление гидростатического столба жидкости, то есть, нет противодействия на пласт, по причине того, что нефть под положительным действием гравитации идет вниз, а не вверх как при обычной эксплуатации. Исходя из формулы Дюпюи видим, что, раз забойное давление практически эквивалентно нулю, им можно пренебречь, так как оно во много раз меньше пластового давления, следовательно, депрессия в скважине будет максимальной и близкой к пластовому давлению. Практически с помощью данной технологии мы можем получить так называемый абсолютный свободный дебит, достижение которого, при существующих способах разработки, просто не возможно. В теоретических расчетах он лишь характеризует потенциальные возможности скважин, но на практике никогда не был реализован.

Таким образом, мы получаем видоизмененную формулу Дюпюи для наших технологических условий, которая может быть представлена как:

$$Q = \frac{2\pi\kappa h}{\mu} \frac{P_{nl}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \quad (5)$$

Вследствие перфорации скважины, мы получаем гидродинамически-несовершенную систему по характеру вскрытия. Следовательно, в расчетах берем приведенный радиус скважины. Он равен:

$$r_{\text{м} \delta} = r_c \cdot e^{-c}, \quad (6)$$

где C – некоторая геометрическая характеристика, определяемая по известной номограмме Щурова.

Тогда новый дебит для нашей скважины, согласно формуле (5) составит:

кущим дебитом, равным 0,3 м³/сут со скважин 90-М и 79-М.

Проведем расчеты для других горизонтов: МII – А, Б, В и МIII – Б + МIV – А, эксплуатирующиеся соответственно сква-

жинами 16 – М и 21 – М, на случай, если бы шахта была спроектирована под данные продуктивные пласты (табл. 1).

Таблица 1

Сравнительная таблица дебитов

Продуктивные горизонты	Текущий дебит, м ³ /сут	Предполагаемый дебит, м ³ /сут
МI – А	0,3	4,285
МII – А, Б, В	5,5	37,129
МIII – Б + МIV – А	5,5	51,848

Из табл. 1 мы видим, что наибольший прирост дебита по сравнению с текущим произошел по горизонту МI – А (увеличился в 14 раз), где находится наиболее вязкая нефть по всему месторождению, поэтому данная инновационная технология является высокоэффективной для извлечения высоковязких, тяжелых нефтей.

Предложенный способ разработки нефтяного месторождения обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов за счет улучшения фонтанирования и использования гравитационного режима эксплуатации скважин. Это позволяет увеличить количество и надежность работы скважин и может применяться при освоении как шельфовых так и обычных месторождений без воздействия на морскую и окружающую среду.

Увеличение коэффициента нефтеотдачи по сравнению с текущей рассчитаем по одной скважине за один год. Возьмем для расчета скважину по горизонту МI – А.

$$K_1 = Q_{\text{доб1}} / Q_{\text{геол}} \quad (10)$$

где K_1 – коэффициент извлечения нефти (КИН) по нынешний существующей скважине – 90М; $Q_{\text{доб1}}$ – количество добытой нефти с одной скважины с нынешним дебитом 0,25 т/сут за один год и оно равно: $Q_{\text{доб1}} = 0,25 \text{ т/сут} \times 365 \text{ сут} = 91,25 \text{ т}$; $Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы, равные 2210 тыс.т.

Тогда подставляя в формулу (10) соответствующие значения получаем $K_1 = 0,004$. Аналогично этому определим K_2 для предлагаемой нами технологии с дебитом равным 3,795 т/сут, $Q_{\text{доб2}} = 3,795 \text{ т/сут} \cdot 365 \text{ сут} = 1385,175 \text{ т}$.

$$K_2 = Q_{\text{доб2}} / Q_{\text{геол}} \quad (11)$$

Расчеты при указанных параметрах показывают, что $K_2 = 0,062$.

Отношение K_2 и K_1 показывает нам эффективность повышения годовой нефтеотдачи, по предлагаемой нами технологической схеме и она равна $K_2/K_1 = 0,062/0,004 = 15,5$, т.е. увеличе-

ние КИН происходит в 15,5 раз для высоковязкой нефти.

Для экономического обоснования эффективности шахтно-скважинного способа, ниже приведены расчеты капитальных затрат для обычного и предлагаемого нами способов.

Многие нефтяники скептически относятся к шахтным технологиям, ссылаясь на дороговизну проводки шахт и квершлагов.

Для опровержения этих взглядов был проведен расчет капитальных затрат на осуществление шахтно-скважинного способа в долларах США.

Расчет для условий месторождения Кашаган с глубиной залегания 5000 м, где над продуктивной толщей имеется соляной купол высотой 1,5-2 км. Это значительно затрудняет скважинный способ разработки этого месторождения. Над разрабатываемым пластом на участке, где отсутствует соляной пласт, предлагается построить насыпной остров, через этот остров провести шахтный ствол и квершлаг до уровня ниже подошвы соляного пласта ближе к кровле (4000 м) продуктивного пласта, из квершлага бурят короткие (до 1000 м) вскрывающие скважины и эксплуатируют их до окончания фонтанного режима. После этого углубляют скважины ниже уровня подошвы продуктивного пласта и эксплуатируют их уже в гравитационном режиме до конца отработки месторождения.

Расчет стоимости проведения ствола шахты. Диаметр ствола $D = 6$ м, площадь поперечного сечения $F = 28,26 \text{ м}^2$, глубина $H = 4000$ м, крепь бетонная, ожидаемый приток воды в забой – 8-10 м³/ч, выбросоопасные породы стволом не пересекаются, средний коэффициент крепости пород при проведении ствола $f = 7-9$.

Формула для определения полной стоимости проведения 1 м ствола:

$$K_{\text{ств}} = c_1 + c_2 f_n + 8 f_n$$

где $C_1 = 26,75$ \$/м и $C_2 = 1,2125$ \$/м³,
 $\rho = 2,82$;

Поправочный коэффициент f_n :

$$f_n = k_H \cdot k_{o.з.} \cdot k_B \cdot k_l,$$

где $k_{o.з.} = 1,04$, $k_B = 1,06$.

Средняя глубина проведения ствола:

$$H_{cp} = 4000/2 = 2000 \text{ м} = 2 \text{ км};$$

Тогда значение коэффициента, учитывающего влияние глубины:

$$k_H = 0,99 + 0,12 \times H_{cp} = 1,23;$$

Для стволов коэффициент, учитывающий влияние длины транспортирования $k_l = 1$.

Тогда:

$$f_n = k_H \cdot k_{o.з.} \cdot k_B \cdot k_l = 1,23 \cdot 1,04 \cdot 1,06 \cdot 1 = 1,36;$$

Подставив найденные значения входящих в формулу величин, получим:

$$k_{ств} = 800 \times 9900 = 4950000 \text{ $}.$$

Расчет стоимости проведения горизонтальной горной выработки (квершлага):

Площадь поперечного сечения квершлага $f = 10,5$ м², глубина проведения квершлага $H = 4000$ м, длина квершлага $l = 2000$ м, крепь бетонная, ожидаемый приток воды в забой – 8-10 м³/час, выбросоопасные породы стволов не пересекаются, средний коэффициент крепости пород при проведении квершлага $f = 7-9$.

Формула для определения полной стоимости проведения 1 м квершлага:

$$K_{кв} = c_1 + c_2 f_n + 8 f_n,$$

где $C_1 = 11,5$ \$/м, $C_2 = 1,5$ \$/м³, $\rho = 2,82$.

Поправочный коэффициент f_n :

$$f_n = k_H \cdot k_{o.з.} \cdot k_B \cdot k_l,$$

где $k_{o.з.} = 1,1$, $k_B = 1$;

Средняя длина проведения горизонтальных выработок (квершлагов):

$$l = 2000/2 = 1000 \text{ м} = 1 \text{ км}.$$

Для горизонтальных выработок коэффициент, учитывающий влияние длины транспортирования принимаем $k_l = 1$, т.к. используется трубопровод.

Тогда:

$$f_n = k_H \cdot k_{o.з.} \cdot k_B \cdot k_l = 1,23 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 1 = 1,37;$$

Подставив найденные значения входящих в формулу величин, получим

$$K_{кв} = 3706 \cdot 250 = 926500 \text{ $}.$$

Сооружение околоствольного двора для сбора и подготовки скважинной продукции

Околоствольный двор сооружаем на квершлага с параметрами:

$d_{o.д.}$ – средняя стоимость проведения 1 м³ выработок околоствольного двора, равная 7,375 \$/м³, $V_{o.д.}$ – объем выработок околоствольного двора, равный 1600 м³, породы невыбросоопасны, глубина сооружения околоствольного двора $H = 4000$ м.

Стоимость сооружения околоствольного двора:

$$K_{o.д.} = d_{o.д.} \cdot V_{o.д.} \cdot f_n = 4,4 \rho, \text{ $},$$

где $\rho = 2,82$;

Коэффициент влияния глубины работ:

$$k_H = 0,99 + 0,12 \cdot 2 = 1,23,$$

где $k_{o.з.} = 1,1$, $k_B = 1$;

$$\text{Тогда: } f_n = 1,23 \cdot 1,1 = 1,35;$$

$$K_{o.д.} = 7,375 \cdot 1600 \cdot 1,23 \cdot 12,4 = 180 \text{ 000 \$}.$$

Стоимость сооружения трубопровода в горных выработках (квершлаг, ствол).

Данный способ предусматривает транспортирование нефти от скважин до устья вертикального ствола по системе трубопроводов. Необходимы две линии трубопровода, одна для транспортирования нефти на поверхность от добывающих скважин, другая для транспортирования агента для закачки в пласт к нагнетательным скважинам. Рекомендуется использовать стальные трубы диаметром 108 мм. Стоимость 1 км таких труб составляет 1 615 350 российских рублей или 5400 \$. В эту стоимость входят: стоимость сварочно-монтажных работ, стоимость труб, стоимость материалов и деталей. Протяженность труб зависит от всей длины транспортирования по шахте. Длина транспортирования по шахте складывается из суммы длин квершлага и вертикального ствола и составляет 6 км. Учитывая, что нам необходимо два ряда труб $6 \times 2 = 12$ км. Стоимость прокладки 12 км стальных труб составит:

$$Z_{тр} = 12 \cdot 5400 = 64800 \text{ $}.$$

Бурение 5 вертикальных скважин. Стоимость бурения 1 м вертикального ствола скважины составляет 365 \$, плюс 30% от всей стоимости за заканчивание и освоение, плюс 10% за расходы на спускоподъемные операции нагнетательного и эксплуатационного оборудования.

Тогда 5 скважин глубиной 1000 м каждая:

$$K_{\text{СКВ}} = 1000 \times 5 \cdot 365 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 2609750 \text{ \$}.$$

Неучтенные расходы. К неучтенным расходам отнесены затраты на выполнение мероприятий по технике безопасности, освещение и связь в шахте, ремонт и поддержание горных выработок в период строительства шахты, на удорожание работ в зимнее время, изыскательские и проектные работы и др.

Неучтенные расходы примем в размере 25 % от капитальных затрат.

$$K_{\text{неуч}} = K_{\text{общ}} \cdot 0,25 = k_{\text{ств}} + k_{\text{ств.кв}} + k_{\text{о.д.}} + k_{\text{скв}} + 3_{\text{тр}} = (4950000 + 926500 + 180000 + 2609750 + 64800) \cdot 0,25 = 8731050 \cdot 0,25 = 2182762,5 \text{ \$}.$$

Капитальные вложения составят:

$$K = K_{\text{общ}} + K_{\text{неучт}} = 8731050 + 2182762,5 = 10913812,5 \text{ \$}.$$

Расчет стоимости вертикальных скважин для традиционного способа осуществим также для 5 скважин глубиной 5 км каждая – это будет альтернатива шахтно-скважинному способу.

При этом капитальные затраты 5 скважин будут равны:

$$K_{\text{СКВ}} = 365 \cdot 5 \cdot 5000 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 13048750 \text{ \$}.$$

Приведенные расчеты для сравнения обычного и предлагаемого инновационного способа приведены в табл. 2, из которой видно преимущество предлагаемого нами шахтно-скважинного способа.

Таблица 2

Сравнительные расчет критериев эффективности способов разработки

Критерий	Наименование способа разработки	
	Стандартный способ (вертикальные скважины)	Инновационный способ (шахтно-скважинный способ)
Капитальные вложения, млн. \$	13,048750	10,913812,5
Возможность загрязнения окружающей среды	Очень высокая (присутствует контакт вода – скважина)	Низкая (отсутствует контакт вода – скважина)
Конечная нефтеотдача	0,3-0,4	0,6-0,8
Возможность смятия обсадных колон из-за напряжения в соляном куполе	Высокая (присутствует контакт соляной пласт – скважина)	Низкая (отсутствует контакт соляной пласт – скважина)

Заключение

Для повышения нефтеотдачи пластов и исключения возможности выброса нефти в морскую среду рекомендуется разрабатывать месторождения не с поверхности, а из подземных горных выработок, откуда бурятся скважины. Специальная конструкция скважин позволит искусственно создать гравитационный режим, что приведет к многократному повышению дебитов скважин, а значит и к увеличению нефтеотдачи месторождения в целом. Обособленность процессов добычи, подготовки и транспортировки, перенесенных с поверхности в квершлаг защитит морскую среду от попадания вредных веществ. Применение

данного способа экономически оправдано. Если учесть, что сетка скважин будет состоять не из 5-ти скважин, как это показано в экономическом расчете, а из большего количества скважин, то преимущество подземной разработки будет увеличиваться с ростом количества скважин.

Предложенный выше способ вскрытия и эксплуатации защищен инновационным патентом РК и может быть внедрен на месторождениях нефти и газа, как в Казахстане, России, так и за рубежом. Все это приведет к росту извлекаемых запасов нефти, производительности нефтепромыслов, улучшению экологической обстановки и высокой безопасности объектов нефтегазодобычи, появлению дополнительных рабочих мест

в нефтегазодобывающих регионах. Для осуществления указанных проектов имеются мощная шахтно-строительная и горная отрасли, укомплектованная необходимым оборудованием и профессиональными кадрами, которая может их осуществлять совместно с нефтяниками. Объединение шахтно-строительной, горной и нефтяной отраслей позволит успешно осуществить шахтно-скважинную добычу нефти, газа и нефтебитумов, значительно расширит извлекаемые запасы углеводородов.

Список литературы

1. Способ разработки нефтяного месторождения на шельфе. Инновационный патент РК изобретение №23704 от 15.02.2011, опубликован в бюл. №2, РК. Патентообладатель Ахмеджанов Т.К.
2. Mining petroleum in France and Germany. George S. Rice, John A. Davis. Society of Petroleum Engineers, 1925.
3. Recovery of hydrocarbons from oil sands and oil shales by mining. M.L. Surguchev, G.G. Vakhitov, I.P. Epik, V.N. Mashin, E.I. Gurov and V.P. Tabakov, 11th World Petroleum Congress, 28 August-2 September, London, UK, 1983.
4. Mine-assisted heavy oil recovery technology / T.G. Harding, S.M. Farouq Ali, SPE California Regional Meeting, 11-13 April, Long Beach, California, 1984.
5. Improvement of crude oil recovery by mining methods. L. Sandru, D. Carpeniseanu and I. Ionescu, 10th World Petroleum Congress, 9-14 September, Bucharest, Romania, 1979.
6. О подземном (шахтном) и подводном методе разработки морских нефтяных месторождений. Л.А. Буряковский, Б.А. Гаджиев. – «Издание», Азербайджан, 1965.
7. Enhancement of oil recovery during improved thermal-mining development of Yarega field. V. Korepanova, S. Turkin and O. Ershova, SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition, 15-17 October, Moscow, Russia, 2013.
8. Reserves and production of heavy crude oil and natural bitumen. Mauricio Tedeschi, 13th World Petroleum Congress, 20-25 October, Buenos Aires, Argentina, 1991.
9. Heavy oil mining technical and economic analysis. T.J. Lyman, E.M. Piper and A.W. Riddell, SPE California Regional Meeting, 11-13 April, Long Beach, California, 1984.
10. «Oil mine» – subaqueous operation of oil and gas fields. I. Torblaa, T. Hubertz, K. Garshol. ISRM International Symposium – Rockstore 80, 23-27 June, Stockholm, Sweden, 1980.