


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой
к.ф.-м.н., доцент
 А.П. Девятков
19 июня 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистерская диссертация

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ТЕПЛООВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ**

01.04.01 Математика


Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнил работу
студент 2 курса
очной формы обучения



Ходжиев Ёсинджон
Назирджонович

Научный руководитель
к.ф.-м.н., профессор кафедры
моделирования физических процессов и систем



Шевелёв Александр
Павлович

Консультант
к.ф.-м.н., старший преподаватель кафедры
моделирования физических процессов и систем



Гильманов
Александр Янович

Рецензент
к.ф.-м.н., главный специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»



Пятков Александр
Александрович

Тюмень
2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	7
1.1 ПОНЯТИЯ НЕФТЬ, ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.....	7
1.2 ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ	9
1.2.1 Элементный состав нефти.....	9
1.3 СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ И ЕГО ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ПОВЕРХНОСТНОЙ НЕФТИ.....	13
1.4 ПОНЯТИЯ И ПАРАМЕТРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ	14
1.5 РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ	16
1.6 ЗНАЧЕНИЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В МИРОВОЙ СТРУКТУРЕ.....	17
1.7 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	18
1.8 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РОССИИ	24
1.9 ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	25
1.10 ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА (CSS)..	25
1.11 КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕПЛОВОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	29
1.12 РЕЗУЛЬТАТЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ	30
1.13 ПАРОГЕНЕРАТОРЫ.....	31
ГЛАВА 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	33

2.1 РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНОЙ ЗОНЫ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ОПТИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	33
2.2 РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ И ОСТАНОВКИ СКВАЖИНЫ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ.....	38
2.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОТБОРА НЕФТИ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ.....	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	49
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 КОД ПРОГРАММЫ.....	55
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Известно, что запасы традиционной нефти в настоящее время на нашей планете заметно истощаются. Однако растущее энергопотребление и большие запасы нетрадиционной труднодоступной нефти заставляют вовлекать в разработку и эти месторождения, наиболее перспективными из которых можно считать залежи тяжелой высоковязкой нефти, которые встречаются в основном в диапазоне глубин от 300 до 1500 м и выше.

По оценкам экспертов ООН, мировые геологические ресурсы трудно извлекаемых запасов природных битумов и высоковязких нефтей насчитывается около 810 млрд. тонн, а их извлекаемые ресурсы в размере 70 млрд. тонн из которых приблизительно 70% находится в Канаде. Россия также обладает значительными трудно извлекаемыми запасами нефтей и их объем в последние годы достигла 55-60% от общего объема Российской нефти.

Для добычи таких нефтей применяют специальные технологии, разработанные отечественными и зарубежными нефтедобывающими компаниями.

Преимущества данных технологий заключается в том, что теплота, закачанная в нефтепластовую среду, оказывает воздействие на все ее компоненты и значительно изменяет связи и фильтрационные условия, которые выражаются в уменьшении гидравлического сопротивления высоковязкой нефти при ее движении в пласте и трубопроводе, другими словами в снижении вязкости нефти, увеличении ее подвижности и повышении коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий извлечения высоковязкой нефти является вытеснение нефти из пластов с помощью пара, которое в настоящее время получило широкое применение во всех странах, разрабатывающих месторождения с высокой вязкостью нефти.

На сегодняшний день остается актуальной проблема извлечения высоковязких нефтей из труднодоступных, а также многолетнемерзлых породах,

хотя существуют ряд технологий для извлечения, но т.к. каждая технология имеет свои плюсы и минусы, то для добычи прибегают к комбинированным методам применения двух, а иногда нескольких технологий одновременно с целью повышения нефтеотдачи пластов.

Объект исследования: добыча высоковязкой нефти из пластов.

Предмет исследования: повышение коэффициента нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью при помощи технологии циклической закачки пара CSS (Cyclic Steam Stimulation).

Цель работы: оценка влияния теплофизических свойств пласта и флюида на временные периоды пароциклического воздействия на пласт и на дополнительную максимальную приобретённую добычу нефти.

Задачи:

1. Разработать математическую модель пароциклического воздействия призабойной зоны пласта;
2. Рассчитать зависимость дебита нефти после воздействия от времени добычи;
3. Получить уравнение поверхности, показывающий зависимость максимальной накопленной добычи нефти от удельной теплоёмкости и скрытой удельной теплоты парообразования;
4. Определить оптимальные времена технологии обработки пласта пароциклическим воздействием и найти время паропропитки t_2 .

Гипотеза исследования: если при разработке нефтяных пластов с высоковязкой нефтью оказать влияние на удельную теплоёмкость пара c_s и скрытую удельную теплоту парообразования l , то происходит увеличение максимального объёма дополнительно добытой нефти V_{max} и это окажет благоприятный результат на процесс эффективности и целесообразности применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи.

В соответствии с намеченной целью и задачами исследования были определены следующие **методы исследования:** теоретический анализ

методической литературы по теме исследования, анализ различных статей и документов, сравнительный анализ.

Научная новизна заключается в выявлении возможностей и развития повышения коэффициента нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью.

Практическая значимость исследования состоит в том, что разработанная математическая модель может быть использован при добыче высоковязких нефтей.

Апробация результатов исследования. Основные положения работы докладывались на X Школы-семинара молодых ученых «Трансформация нефтегазового комплекса 2030», Секция «Магистратура».

По теме исследования опубликованы статьи:

1. «Анализ влияния теплофизических свойств флюида на процесс пароциклического воздействия» на сайте PRONEFT Научно-технического журнала «Газпром нефть» proneft.elpub.ru

2. «An analysis of the influence of the thermophysical properties of fluid on the process of cyclic steam stimulation» в журнале «Experienta est optima magistra: international collection of scientific papers» Белгородского государственного университета.

Структура диссертации: работа состоит из введения, двух глав, 16 параграфов, заключения, библиографического списка, приложения.

ГЛАВА 1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

1.1 ПОНЯТИЯ НЕФТЬ, ПРОИСХОЖДЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Нефть (oil) – горючая, маслянистая жидкость, которая представляет собой густую, легковоспламеняющуюся смесь газообразных, жидких в том числе твердых углеводородов. Нефть встречается под поверхностью земли в разноцветном виде, цвет нефти изменяется от светло-коричневого до темно-бурого и черного. Значение слова «нефть» («petroleum») происходящий от греческого слово « *petr* » и латинского слово « *ol* », буквально означает «каменное масло» или «земляное масло» [Нефть — история..., с. 1], [Коршак, Шаммазов, с. 19].

Происхождение нефти в науке геологии имеет большое познавательное и практическое значение. В 1932 г. академик И.М. Губкин справедливо высказал свое мнение о нефти, он считал «Только тогда, когда мы будем иметь правильное представление о тех процессах, в результате которых возникла нефть, мы будем знать, каким образом в земной коре образуются ее залежи, мы получим... надежные указания, в каких местах надо искать нефть и как надлежит наиболее целесообразно организовать ее разведки» [Губкин, с. 300].

Нефть и газ известны человеческому обществу еще с древних времен, например, Археологические раскопки показали, что нефть добывалась за 6-4 тыс. лет до н. э., но общество не знала о свойствах нефти вообще, тем не менее использовали для различных целей, например, в качестве лекарства. Ярким примером является тот факт, что асфальт (окисленная нефть) применялась при бальзамировании в древнем Египте [Захарова, с. 16].

История происхождения нефти очень разнообразна, так, например, М.В. Ломоносов один из известных мировых ученых в своей работе «О слоях земных»

нефти он приписывал органическое происхождение, связывая образование ее в глубинах Земли с перегонкой растительной органики подземным жаром, писал он: «Выгоняется подземным жаром из приготавлиющихся каменных углей она бурая и черная масляная материя и вступает в разные расселины...» [Смирнов, с. 20].

А вот еще другой пример на основании проведенного опыта, в 1888 г. немецкий химик К. Энглер доказал, что в результате нагревания жиров различных морских животных при давлении 1 МПа до температуры 320...400°С, можно получить вещества похожие на нефть [Коршак, Шаммазов, с. 66].

По данным современной теории происхождения, нефть образовалась из мертвых организмов, погребенных под сильной жарой и давлением, которая может находиться в песчаниках, алевролитах, обладающих межзерновой пористостью, в том числе в известняках, доломитах, глинистых породах, состоящих из микротрещин и каверн [Часть 1. Разработка..., с. 3], которая разделяется на фракции, включая природный газ, бензин, нефть, керосин, топливо и смазочных масел, парафина и асфальтена и используется в качестве сырья для широкого спектра производных продуктов [Сырая нефть...].

Относительно происхождения, «сырую нефть» классифицируют по её месту, относительной массе и вязкости как: «легкая нефть», «промежуточная нефть» и «тяжелая нефть».

Сырая нефть используется в качестве топлива для сжигания или переработки химических продуктов, в основном скапливается в различных пористых горных породах под поверхностью Земли.

Характерной чертой нефти заключается в том, что её называют «сладкой», если в составе имеется значительно низкий уровень серы (ниже 1%), и «кислой», при достаточном количестве серы (до 1 - 2%). Добыча нефти осуществляется при помощи бурения нефтегазовых скважин [Сырая нефть...].

1.2 ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ

1.2.1 Элементный состав нефти

Определение элементного состава нефти было сделано впервые Соссюром в 1817 г. Он ограничился понятием двух важных элементов – углерода и водорода, которые характеризуют нефть [Губкин, с. 75].

Нефть содержит в себе соединения сложных веществ химических элементов, состоящих из порядка 82 - 87% углерода (C), 11 - 15% водорода (H) [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 31], 0 - 2% кислорода (O), 0,01 - 6% серы (S) и порядка 0,01 - 3% азота (N).

Кроме основных компонентов углеводородов (простейший компонент природного газа — метан CH_4), в состав нефти и природного газа входят следующие группы углеводородов с общей формулой:

- Парафиновые или насыщенные алифатические – C_nH_{2n+2} (углеводороды метановые);
- нафтеновые – C_nH_{2n} (циклопарафины, полиметиленовые — циклические углеводороды, построенные из метиленовых групп CH_2);
- ароматические углеводороды (арены) с общей формулой C_nH_{2n-6} (при $n \geq 6$).

В отличие от нафтеновых углеводородов, они быстро растворяются, и они высокотоксичные [Коршак, Шаммазов, с. 64].

Ряд углеводородов, описываемых общей формулой C_nH_{2n+2} , при $n = 1, 2, 3, 4$ (метан, этан, пропан и бутан), являются газообразными [Коршак, Шаммазов, с. 63], члены ряда C_5H_{12} по C_7H_{16} (пентан, гексан и гептан), являются неустойчивыми веществами, легко переходят из газообразного состояния в жидкое и обратно. Члены ряда C_8H_{18} до $C_{17}H_{36}$ — жидкие вещества, высшие же члены этого ряда до $C_{35}H_{72}$ представляют собой твердые тела [Губкин, с. 77].

К основным характеристикам нефти кроме сладости (сернистость), еще относят вес, газосодержание, плотность, вязкость и испаряемость. Теплота сгорания нефти – 43,7 - 46,2 МДж/кг [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 31].

Количество газа, содержащийся в одном кубическом метре нефти называют газосодержанием. Для нефтяных месторождений России, количество растворенного газа в составе 1т нефти составляет около 20 - 1000 м³ газа (20 - 1000 м³/т). [Нефть...].

Газосодержание определяют по закону Генри:

$$C = k_H \cdot p, \quad (1.1)$$

где p – парциальное давление газа, Па;

k_H – постоянная Генри, моль/(Па·л);

C – концентрация газа в растворе, моль/л; г/л.

Единица измерения газосодержания жидкостей в системе СИ:

$$[C] = \frac{[\text{Па}]}{[\text{Па}]} * \frac{\text{моль}}{\text{л}} \Rightarrow \frac{\text{моль}}{\text{л}}.$$

Согласно данному закону, растворимость газа в жидкости при заданной температуре прямо пропорциональна заданному давлению [What is Henry's Law?..].

Отношение массы вещества в состоянии покоя к объёму этого вещества, описываемой по формуле: $\rho = M/V$, называют плотностью.

Единица измерения в системе СИ: $[\rho] = \frac{[M]}{[V]} \Rightarrow \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Плотность нефти измеряют по ареометру — это прибор в том числе для определения плотности любой жидкости по глубине погружения поплавка — трубка с делениями и грузом внизу. Стандартная температура, при которой определяют плотность нефти и нефтепродукта, равна 20° С [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 21]. Данный прибор предназначен для нахождения плотности светлых и темных нефтей и нефтепродуктов, а также масел, имеющих вязкость при 50° С 200 мм²/с и даже более вязких нефтепродуктов. Определение плотности основано на законе Архимеда [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 24].

Единая классификация нефтей относительно плотности и вязкости была рекомендована на XI нефтяном конгрессе в Лондоне в 1983 г. [Нефть...], [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 31]. В настоящее время нефть относительно плотности делят на следующие виды:

- легкие (с плотностью до 870 кг/м³);
- средние (с плотностью до 870 - 920 кг/м³);
- тяжелые (с плотностью выше 920 кг/м³ до 1000 кг/м³).

Перемещение молекул относительно друг друга той или иной жидкости под воздействием посторонних сил приводит к трению между молекулами, т. е. происходит внутреннее сопротивление этого перемещения и называется вязкостью [Определение основных свойств..., с. 12].

По значению вязкости определяют основное свойство нефти, а именно подвижность в пластовых условиях для добычи или транспортировки по трубопроводным линиям. Различают динамическую, кинематическую, условную (относительную) вязкости.

Существуют различные способы подсчета динамической вязкости нефти μ , одна из них — формула Пуазейля [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 31] подсчёта вязкости путем измерения времени истечения жидкости по капиллярным трубкам:

$$\mu = \frac{\pi p r^4}{8 V L} * \tau, \quad (1.2)$$

где p – давление, под которым происходит движение жидкости, Па;

V – объем жидкости, протекающий через сосуд, м³;

L – длина сосуда, по которому проходит жидкость, м;

r – радиус сосуда, м;

τ – время протекания жидкости в объёме, с.

Единица измерения в системе СИ: $[\mu] = \frac{[\text{Па}] * \text{м}^4 * \text{с}}{\text{м}^3 * \text{м}} \Rightarrow \text{Па} * \text{с}$.

Другой способ, по закону Ньютона внутреннего трения находят вязкость преобразуя формулу:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy} \Rightarrow \mu = \frac{F dy}{A dv}, \quad (1.3)$$

где A – площадь перемещения или соприкосновения слоев жидкости, м²;

F – сила внутреннего трения жидкости, Н;

dv/dy – расстояния между слоями или разность скоростей движущихся слоев жидкости, с;

Единица измерения динамической вязкости в СИ:

$$[\mu] = \frac{[Н]}{м^2} * с \Rightarrow Па * с.$$

В СГС — пуаз ([Пз]), сантипуаз ([сПз]) или г/(см·с).

Кинематическую вязкость (соответствует ГОСТу 33-82), находят по формуле (1.4) как отношение коэффициента динамической вязкости жидкости к его плотности. Метод определения кинематической вязкости применяют для ньютоновских жидкостей, а именно для определения вязкости дизельных топлив и смазочных масел [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 32].

$$v = \frac{\mu}{\rho}. \quad (1.4)$$

Единица измерения в СИ: $[v] = \frac{[Па] * с}{\frac{кг}{м^3}} = \frac{\frac{кг}{м * с^2} * с}{\frac{кг}{м^3}} \Rightarrow \frac{м^2}{с}$.

В СГС: стокс ([Ст]), сантистокс ([сСт]), 1 Ст = 10⁻⁴ м²/с.

Условную (относительную) вязкость нефти определяют по вискозиметру Энглера, обозначая как ВУ_t, где индекс *t* означает температуру, при которой была найдена вязкость. Условная вязкость выражается в условных градусах (°ВУ). Условную вязкость применяют для нефтепродуктов, для которых нельзя определять кинематическую вязкость по ГОСТу 33-82.

Условная вязкость определяется для нефтяных топлив (мазотов) и вычисляется формулой [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 32]:

$$ВУ_t = \frac{\tau_t}{\tau_{H_2O}}, \quad (1.5)$$

где τ_t – время истечения 200 мл нефтепродукта при заданной температуре;

τ_{H_2O} – время истечения 200 мл воды при $t = 20^\circ С$ из вискозиметра.

Способ определения условной вязкости подробно описана в литературе Химия нефти автора Иванова Ю.В. и др. [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 38].

Различают следующие классификации нефти [Сидоров, с. 7]; [Иванова, Кузьмина, Кожемякин, с. 33]:

- незначительной вязкостью – $\mu < 1$ мПа·с или 0,001 Па·с;
- маловязкие с вязкостью – 1 мПа·с $< \mu < 5$ мПа·с;
- нефти с повышенной вязкостью – 5 мПа·с $< \mu < 25$ мПа·с;

- высоковязкие – $25 \text{ мПа}\cdot\text{с} < \mu < 10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ или $0,025 \text{ Па}\cdot\text{с} < \mu < 10 \text{ Па}\cdot\text{с}$;
- сверхвязкие при $\mu > 10000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ или $10 \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Следует сказать, что при нагревании пласта температурой $120 - 150^\circ \text{ С}$, можно снизить вязкость нефти с $1000 - 1200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ до $3 - 4 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, то есть высоковязкие нефти более чувствительны к подогреву.

На вязкость нефти оказывает влияние в основном растворенный газ, т. е. чем больше она в составе нефти, тем меньше вязкость [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 41]:

Свойство нефти и нефтепродуктов превращаться из жидкого состояния в парообразное состояние, причем при температуре не выше, чем температуры кипения, называют испаряемостью [Коршак, Шаммазов, с. 296], в результате: пропадает большое количество нефти (до $10 - 12\%$ в год от общего объема добычи); качество нефтепродуктов становится более интенсивным; создаются вредные условия труда, взрывоопасные и пожароопасные условия на производстве. С другой стороны, испаряемость — это возможность полного сгорания нефтепродуктов в двигателях внутреннего сгорания (ДВС), турбинах, котельных установок [Испаряемость нефти...].

1.3 СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ И ЕГО ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ПОВЕРХНОСТНОЙ НЕФТИ

Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств нефти в поверхностных условиях (иногда называют дегазированной или товарной нефтью). Свойства пластовых нефтей изучаются по глубинным пробам отбираемым, как правило с забоя скважины.

В работе «Зависимости свойств пластовой нефти ...» автор утверждает, что товарная (дегазированная) нефть отличается от пластовой только тем, что из нее выделился газ [Никулин, с. 37], а количество растворенного газа в составе пластовой нефти может достигать до $400 - 1000 \text{ м}^3$ на 1 м^3 нефти.

Знание свойств пластовой нефти необходимы для определения движения нефти по пласту, при создании проектов разработки, а также при подсчете запасов и создании гидродинамических моделей объектов разработки.

Величина, равная отношению объёма нефти в пластовых условиях к товарной (дегазированной) нефти, называют объёмным коэффициентом «*b*» [Нефть...], определяется по формуле:

$$b = V_{nl} / V_{cm}, \quad (1.6)$$

где

V_{nl} – объём нефти вместе с растворенным в ней газом в пласте, м³;

V_{cm} – объём нефти в стандартных условиях после выделения газа, м³.

Пересчетный коэффициент определяется из соотношения:

$$\Theta = 1/b. \quad (1.7)$$

Данный коэффициент служит для приведения объёма товарной нефти после выделения из нее растворенного газа [Подсчет запасов и оценка..., с. 84].

Усадка нефти показывает степень уменьшения объёма пластовой нефти при извлечении её на поверхность [Свойства нефти..., с. 1]. Усадка нефти оценивается коэффициентом усадки U , определяемой по формуле:

$$U = \frac{(b-1)}{b} 100\%. \quad (1.8)$$

1.4 ПОНЯТИЯ И ПАРАМЕТРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ

Залежь — это промышленное место скопления углеводорода (нефть, газ, газоконденсат) в одном или нескольких пластах, связанных гидродинамически [Коршак, Шаммазов, с. 75].

Различают: однофазные — залежи, содержащие нефть, насыщенной в различной степени газом; газовые залежи, содержащие только газ и газоконденсатные залежи, содержащие газ с углеводородным конденсатом; двухфазные — содержащие нефть с растворённым газом и свободный газ над нефтью.

Нефтяное и нефтегазовое месторождения — места скопления углеводородов, расположенных в одной или нескольких залежах, которые связаны геологическим строением и территориальной общностью. Различают одно и многопластовое месторождения [Минханов, Долгих, Варфоломеев, с. 10]; [Желтов, с. 19].

Горные породы, способные содержать в себе жидкости и газы и отдавать их при наличии перепада давления, называют коллекторами [Минханов, Долгих, Варфоломеев, с. 11]; [Коршак, Шаммазов, с. 62].

Различают следующие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов:

- 1) Пористость (m), безразмерная (обычно выражается в процентах [%]);
- 2) Проницаемость (k), м²; Дарси;
- 3) Каверзность — существование вторичных пустот горных пород в виде каверн, свойственна карбонатным коллекторам [Минханов, Долгих, Варфоломеев, с. 12], является безразмерной величиной;
- 4) Трещиноватость — наличие не заполненных трещин, твердым веществом [Минханов, Долгих, Варфоломеев, с. 13], безразмерная, трещины оказывают существенное влияние на процессы добычи нефти и газа.

Отношение пустотного пространства породы к её общему объёму, называют пористостью [Ханин, С. 42-58] и определяется как часть общего объёма, занимаемая поровым пространством по формуле:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_n} = \frac{V_n - V_m}{V_n}, \quad (1.9)$$

где $V_{\text{пор}}$ — объём порового пространства, м³;

V_n — общий объём образца породы, м³;

V_m — объём минеральных зерен, м³.

Способность пористой среды пропускать через себя жидкости или газы при наличии перепада давления, называют проницаемостью этой среды и выражается по формуле [Ханин, с. 81]:

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta p F}, \quad (1.10)$$

где Q — объёмный расход жидкости по времени, м³/с;

μ – вязкость жидкости, Па·с;

L – длина пористой среды, м;

Δp – перепад давления, Па;

F – площадь поперечного сечения элемента пласта, м².

Единица измерения в СИ: $[k] = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}} * [\text{Па}] * \text{с} * \text{м}}{[\text{Па}] * \text{м}^2} \Rightarrow \text{м}^2$.

1.5 РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

Рассмотрим естественное состояние пласта до его первичного вскрытия бурением. Так как Земля имеет слоистое внутреннее строение, состоящее из горных пород, и они давят пласт, то в данном случае пласт находится в деформированном, сжатом состоянии расположенный на глубине H [Часть 1. Разработка..., с. 4] (рис.1).

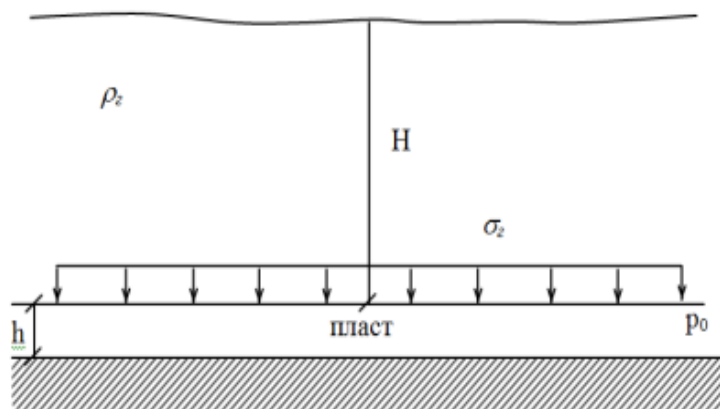


Рис. 1. Состояния пласта до первичного вскрытия бурением

На рисунке: ρ_z – горная плотность, кг/м³;

H – расстояние от поверхности Земли до пласта, м;

h – мощность пласта, м;

σ_z – горное давление, Па;

p_0 – среднее пластовое, поровое давление, Па.

Горное давление определяется по формуле:

$$\sigma_z = \rho_z gH. \quad (1.11)$$

Зная ускорение свободного падения и расстояние от поверхности Земли до пласта, мы можем находить пластовое, поровое давление по соотношению:

$$p_o = \rho_v gH, \quad (1.12)$$

где ρ_v – плотность воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Таким образом, в естественном, первоначальном состоянии пласт сжат, деформирован, так как на него давит вес вышележащих горных пород и его фильтрационно – емкостные свойства зависят от напряженно – деформированного состояния [Часть 1. Разработка..., с. 5].

1.6 ЗНАЧЕНИЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В МИРОВОЙ СТРУКТУРЕ

В связи с истощением традиционных запасов нефтей перед нефтедобывающими компаниями мировой структуры, одной из первоочерёдных задач стала повышение сырьевых ресурсов доли трудно извлекаемых запасов, к которым относятся, прежде всего, тяжелые и высоковязкие нефти с вязкостью 30 мПа·с или 35 мм²/с.

В настоящее время невозможно знать точного объёма мировых запасов нефтей [О проблеме истощения..., с. 9], в связи с отсутствием точных и унифицированных способов определения запасов, обилие различных терминов, которые не позволяют сравнить запасы. Поэтому представляет интерес попробовать оценить общемировые запасы нефти по различным данным, приведенным в литературе, сети интернет, данным различных компаний и т.д.

Обобщая и усредняя данные по мировым запасам, при сохранении нынешнего уровня потребления топлива в мире по оценкам экспертов-аналитиков имеющие запасы нефти хватит на 10-70 лет, а мировые геологические запасы трудно извлекаемых природных битумов и высоковязких нефтей по оценке ООН составляет около 810 млрд. тонн, а их извлекаемые ресурсы в размере 70 млрд. тонн из которых приблизительно 70% находится в Канаде. Стоит отметить, что Россия также обладает значительными трудно

извлекаемыми запасами нефтей и их объём в последние годы достигала 55-60% от общего объёма Российской нефти.

1.7 ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Тяжелые высоковязкие нефти (ТН) и природные битумы (ПБ) на сегодняшний день являются основными резервами мировой добычи нефти, а для добычи таких нефтей существуют довольно много технологий, которые на практике показали свою продуктивность, это *CSS* – пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта, *SAGD* (*Steam Assisted Gravity Drainage*) – технология парогравитационного дренажа, *CHOPS* – холодная добыча, *VAPEX* – извлечение растворителями в парообразном состоянии, *SAP* – процесс с добавлением растворителя, *THAI* – добыча нефти при помощи поджога части нефти внутри пласта или технология внутрислоевого горения, новая технология *CAPRI* – усовершенствованное внутрислоевое горение с использованием катализаторов окисления.

Рассмотрим каждый из вышеперечисленных технологий более подробно. Одним из наиболее перспективных тепловых методов, разработанный британской нефтегазовой компанией Beyond petroleum (BP) [Анализ методов добычи..., с. 3], впервые примененный на месторождениях Канады, является парогравитационный метод дренирования – *SAGD*, что доказали проведенные опытно-промышленные испытания и применения этого метода на ряде месторождений более чем за 20 лет [Ali, с. 1], а также расчёты рентабельности [Birrell, Aherne, Seleshanko, с. 1]; [Shin, Polikar, с. 1]. Данная технология широко применяется на многих объектах Венесуэлы и Китая, а в России начала применяться в начале 2000-х г. [Problems and Solutions..., с. 2]; [Improvement of Drilling..., с. 3]. Эта технология используется в основном для разработки месторождений битуминозных песчаников.

Для применения технологии *SAGD* бурятся две скважины в горизонтальном положении — нагнетательная и добывающая с длиной горизонтального ствола от 300 до 1000 м [Рузин, Морозюк, с. 78], причём нагнетательная скважина располагается выше добывающей примерно на 5 – 10 м (рис. 2). На подготовительной стадии происходит циркуляция пара в верхней или обеих скважинах, чтобы прогреть часть пласта между скважинами и сформировать гидродинамическую и тепловую связь между ними. В начале работы с целью снижения фильтрационного сопротивления призабойных зон в верхнюю скважину закачивают теплоноситель (пар). В результате теплового прогрева в пласте формируется паровая камера — прогретая область, после чего конденсируется стремясь вверх за счет гравитации, а прогретая нефть с легкими фракциями под воздействием силы тяжести опускается в горизонт добывающего ствола [Гильманов, Фёдоров, Шевелёв, 2020, с. 74].

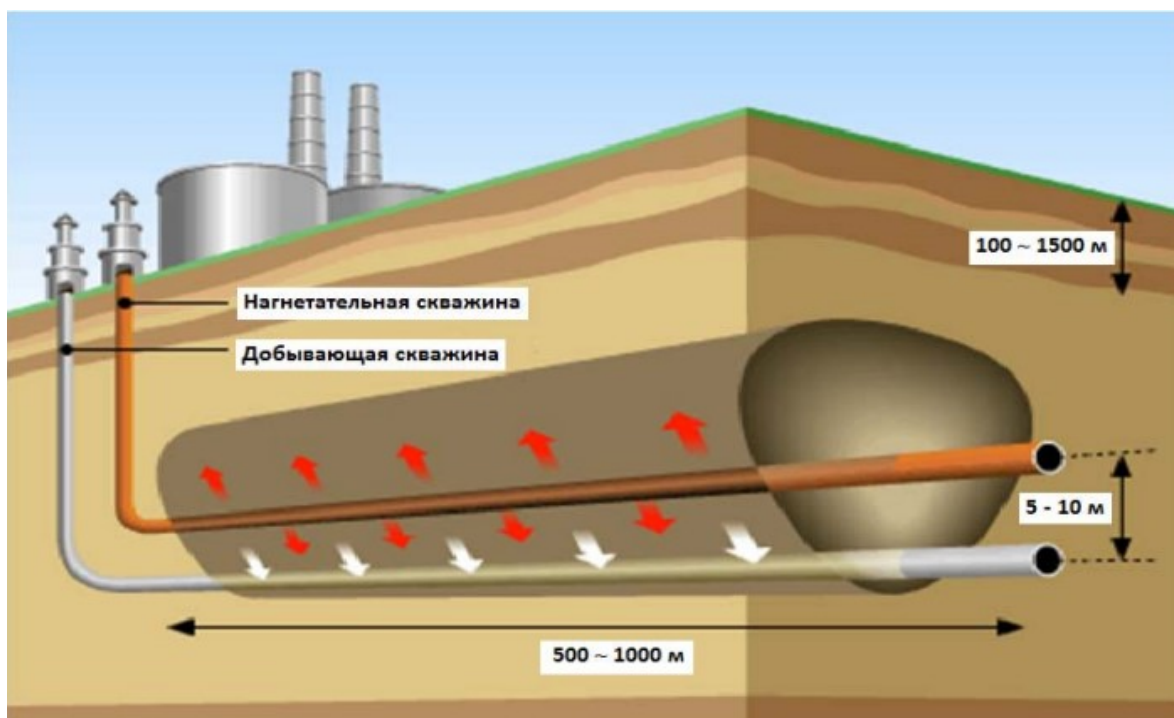


Рис. 2. Способ парогравитационного воздействия разработки пластов с высоковязкими нефтями и битумами

Другая технология под названием *CHOPS*, которая предполагает добычу нефти и нефтепродуктов совместно с песком [Николаева, Атласов, с. 130].

В работе «Развитие технологий добычи высоковязкой нефти ...» авторы отмечают, что холодная добыча, изначально придуманная специально для участков Ллойдминстер, месторождения Канады является своеобразным способом первичной добычей, при котором песок с определенной целью извлекают вместе с нефтью, водой и газом при помощи винтовых насосов кавитационного типа. При применении данной технологии, разбуривают вертикальные, наклонные или наклонно-направленные скважины [Калешева, с. 447]; [Холодная добыча..., с. 72]. В последние годы, холодная добыча вместе с песком стала самым лучшим выбором для разработки нефтяных месторождений с наиболее высокой вязкостью в мире, особенно в Канаде и в Казахстане на месторождении Каражанбас, что обладает благоприятными условиями для применения этой технологии. По оценкам экспертов нефтедобывающих компаний мира, при добыче песка во время обработки скважины образуются длинные каналы (wormholes) с увеличенной проницаемостью (так называемые «червоточины»), которые потом расширяются из скважины внутрь нефтеносного пласта на расстояния от 200 м и более.

Данный метод добычи проводят с целью снижения расходов, связанных с производством пара при добыче тяжелой нефти, который предоставляет возможность разрабатывать нефтенасыщенные пласты имеющие небольшие толщины, которые по-другому невозможно было бы эксплуатировать какими-либо термическими или традиционными методами добычи [Анализ методов добычи..., с. 5].

В последнее время на месторождениях высоковязкой нефти активно стала применяться технология добычи нефти [Чеснокова, с. 40] с использованием растворителей в парообразном состоянии (VAPEx или как еще называют иногда VAPor EXtraction). Для применения технологии VAPEx бурятся две скважины [Бекбаулиева, Арсакбаева, с. 38], причем обе они горизонтальные, одна из которых нагнетательная располагается в верхней части пласта-коллектора [Николаева, Атласов, с. 127], а другая скважина – добывающая, располагается в нижней части. В качестве растворителя во многом случае используют нагретые

парообразные вещества этан, пропан, бутан, после чего закачивают в скважину, расположенную в верхней части пласта. Пар в данном случае прогревает пласт и одновременно природного битума, таким образом происходит снижение вязкости нефти, а растворитель в этом случае помогает быстрее разжижаться природному битуму, в результате чего смесь битума вместе с растворителем самотеком устремится вниз в добывающую скважину. Иногда вместо двух горизонтальных скважин используют одиночные горизонтальные скважины или комбинации вертикальных и горизонтальных скважин с использованием углеводородных растворителей – это все делается с целью существенного снижения энергозатрат, а также успешной разработки коллекторов с повышенным глиносодержанием.

Различают следующие критерии применимости эффективной добычи:

1. Для рассеивания асфальтенов, смол, парафинов и других соединений нефти, необходимы ароматические углеводороды и поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые можно найти в составе недорогих растворителей;
2. Растворитель должен содержать значительную вязкость для равномерного высачивания нефти при стандартных условиях, но при этом обладать устойчивостью к воздействию низких температур в среде многолетнемерзлых пород;
3. Растворитель должен быть устойчивым к выпадению асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) в пластовых и скважинных условиях.

Наиболее похожая на предыдущую технологию — *SAP (Solvent Aided Process)*, также практикуется во многих месторождениях мира, содержащих природные битумы, которая подразумевает совместную закачку водяного пара с добавкой растворителя, которая в качестве растворителя могут выступать пропан-бутан или пентангексановая фракция (нафта). Использование методов технологии *SAP* в большей степени повышает энергетическую эффективность процессов технологий *SAGD* благодаря снижению отведённого количества

теплоты для необходимого уменьшения вязкости нефтей и природных битумов [Николаева, Атласов, с. 128].

Технология *ТНАИ* — внутрислоевого горения с закачкой воздуха с 1916 года до настоящего времени применяется в США и с 1934 по 1936 гг. применялась в СССР [Создание отечественного термогидросимулятора..., с. 117]. По историческим данным, известно, что первый эксперимент по внутрислоевому горению был проведен в 1934 году на Кубани, на приповерхностном Нефтяно-Ширканском месторождении [Бекбаулиева, Арсакбаева, с. 40].

Вся суть метода заключается в том, что при помощи частичного сгорания углеводородов создается очаг горения в пласте для выделения большого количества теплоты. В начале зажигают пласт в призабойной зоне нагнетательной скважины, а затем, после поджига и выработки зажигательного оборудования, с поверхности в пласт через эту же скважину закачивают окислитель, в качестве которого выступают пар и воздух [Создание отечественного термогидросимулятора..., с. 118].

Для применения технологии *ТНАИ*, бурятся две скважины, одна из которых нагнетательная в вертикальном положении, а другая — добывающая в горизонтальном положении (рис. 3).

Различают два варианта технологии внутрислоевого горения — прямоточную и противоточную. При прямоточном варианте в течение 3-6 месяцев начала обработки, в скважину закачивают водяной пар. После этого происходит закачка воздуха [Рузин, Морозюк, с. 73] для поддержания гидродинамической связи между скважинами и улучшения приёмистости коллекторов, а закачки пара останавливают. В результате происходит процесс горения в пласте, впереди зоны горения возникает фронт подвижной нефти, возникающее высокое давление выталкивает горячую нефть в наружу через горизонтальную скважину, таким образом, добыча происходит фонтанным способом, причём поджог и закачка окислителя производится только через

нагнетательную скважину. Скорость движения фронта по оценке экспертов составляет 100 м/год. [Лекция - Обзор существующих технологий..., с. 3].

Под противоточным горением подразумевается, что поджог пласта производят через добывающую скважину, а закачивают окислитель (водяной пар, воздух) на нагнетательную скважину, а окислитель движется навстречу фронту горения. Поскольку данный процесс труднорегулируемый, то на практике обычно применяют первый вариант — прямоточное горение [Рузин, Морозюк, с. 73].

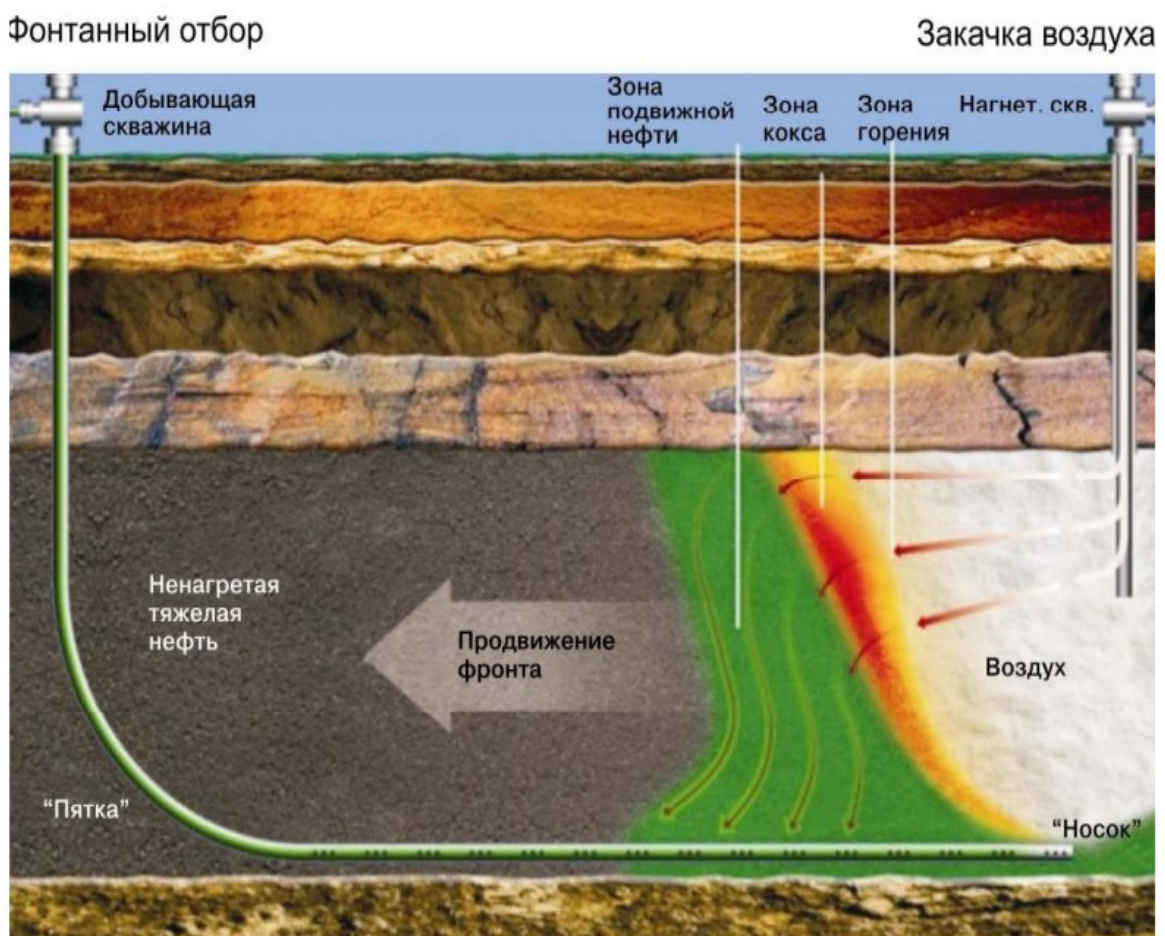


Рис. 3. Схема процесса внутрипластового горения

Следующая технология *CAPRI*, осуществляется на базе *THAI* — усовершенствованная технология внутрипластового горения с закачкой воздуха и продвижения фронта горения от забоя к устью горизонтальной скважины,

которая подразумевает использование катализаторов окисления [Бекбаулиева, Арсакбаева, с. 41].

Среди вышеперечисленных методов наиболее широко распространенным и подготовленным к работе является технология пароциклического воздействия на призабойную зону пласта – CSS, ему же принадлежит, и доминирующая роль в практическом использовании [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 115]. Вытеснение нефти из пластов с помощью пара получило широкое применение во всех странах, разрабатывающих месторождения с высокой вязкостью нефти. Более подробно данная технология рассматривается в п. 1.10 настоящей главы.

1.8 МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ РОССИИ

В настоящее время на территории России открыто довольно много нефтегазовых месторождений как с малой, так и с высокой вязкостью нефтей [Зылёва, Токмакова, Сахно, с. 9]. Крупнейшим нефтегазовым регионом Российской Федерации является Западная Сибирь. Здесь в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономном округе (ЯНАО и ХМАО) добывается значительная часть нефти с высокой вязкостью и по оценке специалистов запасы таких нефтей составляют не менее 1 трлн. т.

Относительно географии запасов высоковязкой нефти (ВВН) [Анализ методов добычи..., С. 1-2] и природных битумов (ПБ) следует отметить то, что скважины с этими углеводородами распространены в основном на европейской территории России, среди известных, изученных и разрабатываемых месторождений, можно выделить: Усинское и Ярегское [Шахмеликьян, Нвизуг-Би, с. 234] с вязкостью 12 – 16 Па·с (Республика Коми), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское с вязкостью 0,06372 – 0,15 Па·с (Республика Удмуртия), а также Южно-Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Ашальчинское и Мордово-Кармальское (Республика Татарстан).

1.9 ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Так как нетрадиционные запасы нефти занимают все большую долю среди всех залежей углеводородов [Гильманов, Ковальчук, Шевелёв, 2020, с. 74], а среди таких запасов значительную часть составляют высоковязкие нефти, то для их добычи широко применяются тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Их эффективность определяется процессами тепломассопереноса, происходящими в пласте [Айткулов, с. 89]. Тепловые методы воздействия на нефтяной пласт как следует из названия, рассчитаны для увеличения тепловой энергии и внедрения его в пласт, с целью снижения вязкости пластового флюида, и увеличения нефтеизвлечения в конечном итоге.

По механизму воздействия на пласт, тепловые методы делятся на три больших групп:

- обработка призабойных зон скважин паротепловым воздействием путем закачки или горячей воды, или водяного пара (генерируется на поверхности при помощи парогенератора) или смеси пара различного качества с газом.

- площадное воздействие внутрипластовым горением и применением комбинированных технологий (процесс горения поддерживается за счет закачки в пласт окислителей (воздуха, кислорода));

- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт нескольких реагентов — это может быть пар с добавками химических реагентов, например, термополимерный, термощелочный или парогазовый растворы.

Наибольшее распространение в мировой практике получила обработка призабойных зон скважин паротепловым воздействием.

1.10 ИЗУЧЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ ПАРА (CSS)

Технология циклической обработки и закачки пласта паром широко применяется на месторождениях высокой вязкостью нефти и заключается в

последовательной реализации трех периодов. На рисунке 4.2 приведена схема пароциклической обработки добывающей скважины.

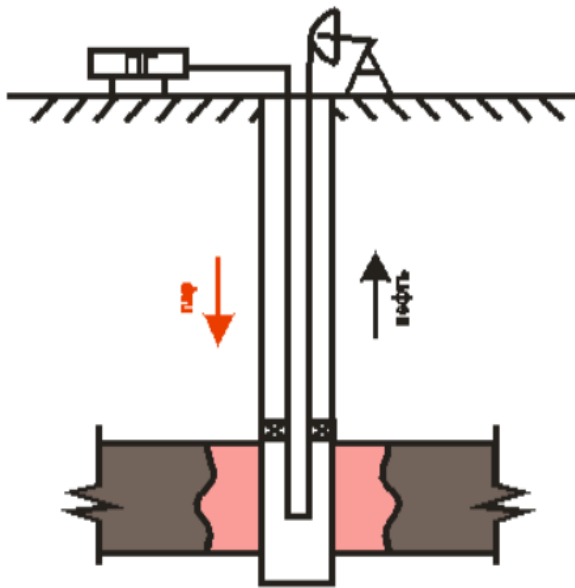


Рис. 4.1. Схема пароциклической обработки скважины

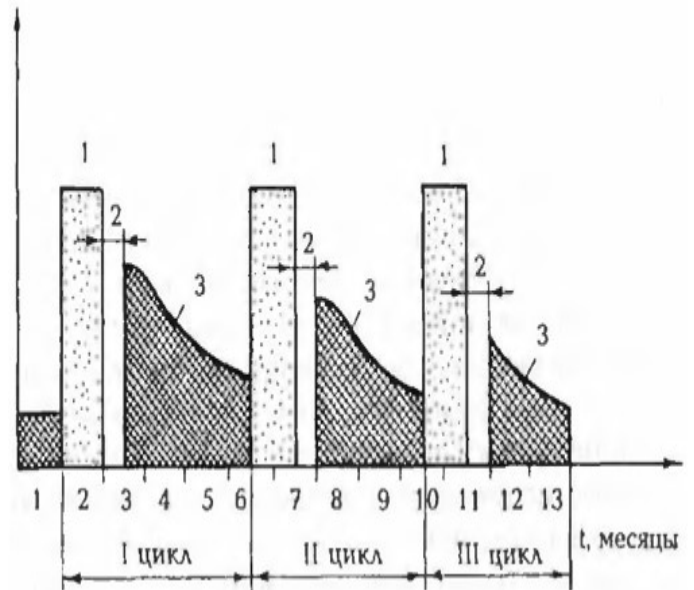


Рис. 4.2. Схема трех последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины, t – время, мес, 1, 2, 3 – периоды, 1 – закачка пара, 2 – паропротитка, 3 – извлечение нефти

Первый период начинается с закачки пара [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 117]. В добывающую скважину в течение двух-трех недель закачивают пар, в то же время пар начинает внедряться в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта, в результате образуется зона пара и зона перегрева конденсатором пара. Закачанный пар прогревает пласт, а нефть начинает оттесняться, в пласте происходит расширение температуры всех компонентов, в призабойной зоне давление начинает повышаться.

На втором периоде скважина закрывается на «паропротитку» и выдерживается для полной конденсации в стволе скважины [Рузин, Морозюк, с. 64]. Одновременно происходит выравнивание температуры между паром,

породами пласта и насыщающими его флюидами, в итоге зона пропитки пласта будет представлять собой: конденсат, горячая нефть, холодная нефть.

На третьем периоде скважина пускается на режим отбора флюидов, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. После снижения дебита скважины по нефти до первоначального значения, цикл закачки пара повторяется. Цикл может повторяться несколько раз на протяжении стадии разработки месторождения. Фазы цикла, также объёмы закачки пара — величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального результата. В добавок к этому, происходит уменьшение объёма горячего конденсата и снижение давления в зоне, ранее занятой паром. Для закачки флюидов в добывающую скважину пускают термостойкое глубинно-насосное оборудование, способное выдержать высокую температуру.

Достоинствами данной технологии являются сокращение капитальных вложений, за счёт бурения одной скважины, что подходит для наиболее тонких переслаивающихся пластов с толщиной не более 35 – 40 м. Недостатки: низкая эффективность коэффициента нефтеотдачи; высокая энергоёмкость; может увеличиваться объём попутного газа при разработке.

На рисунке 5 представлена схема трех последовательных периодов пароциклического воздействия.

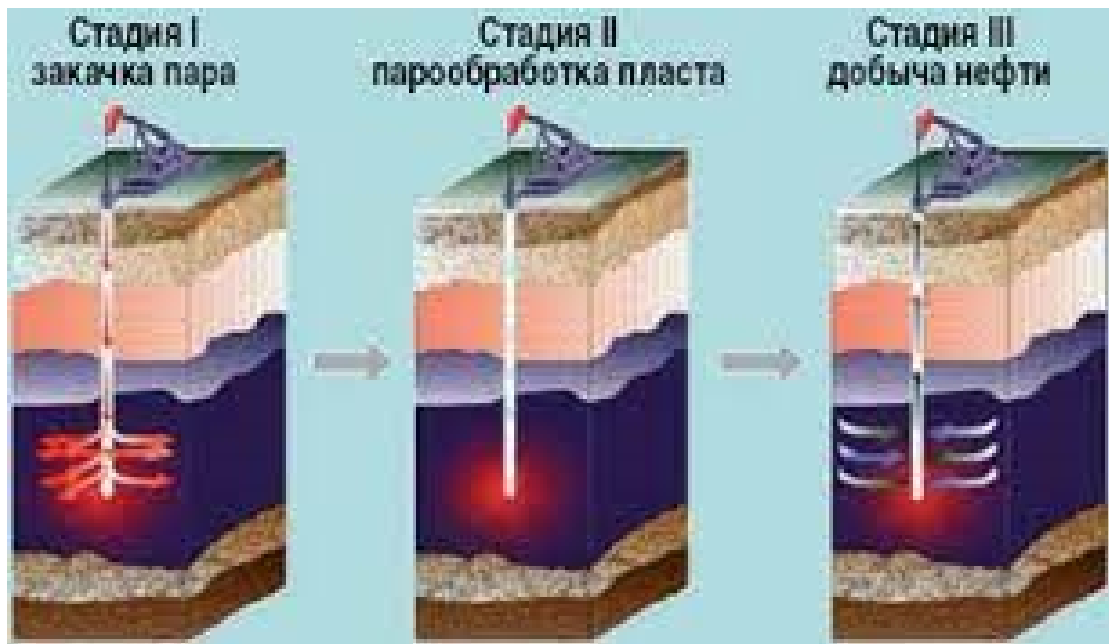


Рис. 5. Схематическое представление трех основных этапов пароциклического воздействия (закачка, паропропитка и извлечение нефти)

Перечисленные периоды представляют собой один цикл обработки скважины [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 118]. В зависимости от свойств пород пласта циклы могут повторяться до несколько раз. Так, например, в пологих и ровных местах, где добыча нефти осуществляется в режиме растворенного газа, пластовая энергия истощается, ограничивая количество циклов обработки до 3-5 раз. В толстых глубоких (круто падающих) пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, цикл закачки и обработки пласта может достигать более 10 раз. Величина ввода теплоты в пласт могут быть разными в зависимости от значения пластового давления в конкретных объектах.

Для увеличения эффективности обработки пласта пароциклическим методом, необходимо задержка закачанного пара в пласте. Эффективность пароциклической обработки пласта также возрастает при увеличении пластового давления и толщины пласта. На практике обычно период закачки теплоносителя составляет 1 неделе, редко более 3 недель, период выдержки пара на конденсацию длится 1-4 суток, иногда больше, в зависимости от характеристик

пласта, а период отбора флюидов может длиться 4-6 месяцев [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 119].

Лабораторные исследования показали, что при сухости пара на забое равном 0,5% объем закачки пара должен составлять 13 т/м. если давление равно 1 МПа, если давление составляет 5 МПа, то объем закачки должен составлять 12 т/м и т.д. [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 124]. При этом при температуре 120° С – 125° С, прогрева пласта может быть извлечено до 80% нефти, а при $t \leq 100^\circ$ С продуктивность процесса стремительно понижается [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 125].

1.11 КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕПЛОВОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Существуют множество критерий применимости тепловых методов увеличения нефтеотдачи при добыче, которые определяют эффективность и целесообразность их применения:

- как показывает практика, рекомендуется применять тепловые методы увеличения нефтеотдачи или их комбинации с другими методами для добычи высоковязких нефтей с вязкостью более 200 мПа·с;

- также необходимо учитывать, что применение тепловых методов в глинистых пластах приводит к разбуханию глин и снижению проницаемости пласта;

- при применении тепловых методов необходимо уделять особое внимание объёму и качеству информации о геологическом строении и геолого-физической характеристике объекта.

Необходимо учитывать, что коэффициент пористости также влияет на расход, т.е. чем меньше пористость, тем больше тепла расходуется на добычу 1 т нефти, считается, что пористость должна быть не менее 10%.

Считается, что коэффициент проницаемости должна быть не менее 100 мД или $102 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Чем выше темп ввода тепла, тем меньше доля теплопотерь по стволу нагнетательных скважин и в окружающие среды.

При применении пароциклического воздействия глубина скважины должна быть в пределах 1200 – 1300 м, т.к. при большей глубине коэффициент теплоты начинает резко понижаться. А толщина пласта должна быть не менее 6 м. При толщине пласта меньше 6 м становится недопустимо большой доля теплопотери в окружающие породы [Рузин, Морозюк, С. 20-21].

1.12 РЕЗУЛЬТАТЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ

В связи с высокой потребностью в углеводородном сырье и ростом мировых цен на нефть активно ведутся исследования тепловых методов повышения нефтеотдачи, позволяющих продуктивно извлекать из пластов высоковязкую нефть.

Основы применения тепловых методов повышения нефтеотдачи были заложены первоначально И.М. Губкиным [Лекция - Обзор существующих технологий..., с. 2] и развиты в научных работах А.Б. Шейнмана, И.А. Чарного, Э.Б. Чекалюка, Л.И. Ребенштейна, а совершенствовали данный метод в своих работах ученые И.Д. Амелин, Р.Ш. Абдулхайров, А.А. Боксерман, Р.Р. Ибатулин, В.И. Кудинов и др.

Долгое время тепловые методы повышения нефтеотдачи считались низкоперспективными [Желтов, с. 319] по причине их высокой энергоёмкости. Тем не менее уже с конца 50-х и начала 60-х гг. отношение нефтяников к тепловым методам воздействия на нефтяные пласты начало уйти в лучшую сторону. Этому помогло проведение экспериментов, выявивших возможности существенного повышения эффективности тепловых методов. Кроме того, опыт применения циклических паротепловых обработок скважин показал, что из каждых 2 – 3т водяного пара, закачанного в призабойную зону скважины с целью ее глубокой

тепловой обработки, можно получить дополнительно 1т нефти. Впоследствии сформировалась идея понижения энергоёмкости тепловых методов воздействия на пласты благодаря перемещения прогретой зоны посредством закачки в пласт холодной воды.

Вошедший в историю успешный опыт использования пароциклических обработок скважин в США [Шахмеликьян, Нвизуг-Би, с. 288], вытеснения нефти из пластов с помощью пара и горячей водой в Венесуэле [Желтов, с. 320], Нидерландах, США, успешный опыт по внутрипластовому горению в Румынии, Венгрии, США и других странах, говорят, что в настоящее время технология извлечения нефти из пластов горячей водой и паром успешно практикуется, а также на ряде нефтяных месторождений России вязкостью в несколько Па·с до единиц мПа·с.

Следует сказать, что первые успешные работы по внутрипластовому горению в России и Украине были выполнены в 1967 г. [Желтов, с. 296] на месторождении Павлова Гора в Краснодарском крае и месторождении Сходница на Украине.

В Западном Казахстане на месторождении Каражанбас [Калешева, С. 446 – 448], расположенное на полуострове Бузачи в Мангистауской области вначале 80-х г. XX века были поведены опытно-промышленные работы по реализации внутрипластового горения (ВГ) и паротеплового воздействия (ПТВ), а с 2000 г. здесь применяется технология холодной добычи *SHOPS*.

1.13 ПАРОГЕНЕРАТОРЫ

Горячую воду и пар получают в основном в передвижных парогенераторах (котлах) высокого давления [Желтов, с. 282], которое потом закачивают в пласт через нагнетательные скважины, а также в глубинных (забойных) парогенераторах, которые позволяют генерировать теплоноситель непосредственно на забое скважины, путем закачки топлива и окислителя (воздуха) в пласт.

Теплота — энергия, передаваемая более нагретым телом менее нагретому телу, не связанная с переносом вещества и совершением работы.

Теплоноситель — жидкий или газообразный агент, применяемый для передачи тепла от тел с большей температурой к телам меньшей температурой [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 370].

Глубинный парогенератор — агрегат с малогабаритной камерой сгорания высокого давления, который монтируется непосредственно на забой скважины.

Следует учесть, что передвижной парогенератор способен вырабатывать большее количество теплоносителя и теплоты по сравнению с глубинным, однако возможны потери теплоты в стволе скважины. Потери теплоты в скважине рассчитывается по формуле [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 323]:

$$Q_H = \pi k_H \cdot \Delta t_H \cdot H \cdot \tau, \quad (1.13)$$

где k_H — коэффициент теплопроводности, Вт/(м · °С);

$\Delta t_H = [(t_n - t_2) + (t_n - t_3)]:2$ — средний температурный напор;

t_2 — средняя температура поверхности земли, °С;

t_3 — геостатическая температура на забое нагнетательной скважины, °С;

H — глубина скважины, м.

ГЛАВА 2. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

2.1 РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНОЙ ЗОНЫ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ОПТИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Рассмотрим скважину, пробуренную вертикально вниз, являющуюся одновременно нагнетательной и добывающей. Пусть пласт содержит высоковязкую нефть скажем вязкостью 0,1 Па·с, и рассмотрим технологию обработки пласта пароциклическим воздействием. Вводим следующие параметры, в качестве базового варианта (представлены в таблице 1).

Таблица 1

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Обозначение	Значение	Ед. изм.	Обозначение	Значение	Ед. изм.
h	30	м	c_w	4200	Дж/(кг·К)
r_w	0,1	м	ρ_r	2500	кг/м ³
Q_s	1,6/(50·3,6)	м ³ /с	μ_T	$2 \cdot 10^{-3}$	Па·с
ρ_o	850	кг/м ³	m	0,2	безразмерная
ρ_s	50	кг/м ³	C	0,7	безразмерная
c_r	10^3	Дж/(кг·К)	$\Delta T = T_s - T_0$	230,00	К
c_o	2100	Дж/(кг·К)	$\Delta p = p_r - p_w$	$7 \cdot 10^6$	Па
T_s	573,15	К	p_r	$7,5 \cdot 10^6$	Па
T_0	343,15	К	p_w	$5 \cdot 10^5$	Па
ρ_w	10^3	кг/м ³	ε_a	1,5	безразмерная
k	$200 \cdot 10^{-15}$	м ²	λ_w	2	Вт/(м·К)
r_c	500	м	d_e	10^{-6}	м
μ	$100 \cdot 10^{-3}$	Па·с	μ_s	$2,66 \cdot 10^{-5}$	Па·с
l	$2,3 \cdot 10^6$	Дж/кг	c_s	4200	Дж/(кг·К)

Введем понятия теплоёмкости. Отношение количества теплоты δQ , сообщаемого телу (системе) при бесконечно малом изменении его состояния в каком-либо процессе, к соответствующему изменению температуры T этого тела, называют теплоёмкостью и определяют формулой:

$$c = \delta Q / dT. \quad (2.1)$$

Отношение теплоёмкости к массе тела m называется удельной теплоёмкостью [Антониади, Гарушев, Ишханов, с. 52]. Теплоёмкость определяется эмпирическим формулам.

Из п. 1.10 главы 1 известно, что технология циклической обработки пласта – CSS состоит из трех этапов, на первом этапе закачивается теплоноситель (пар).

Пусть закачиваемый пар обладает следующими физическими свойствами [Шевелёв, Фёдоров, Гильманов, 2022, с. 189]: плотность ρ_s , удельная теплоёмкость c_s и скрытая удельная теплота парообразования l . Теплота, закачиваемая вместе с паром, находится из соотношения:

$$\frac{dH}{dt} = Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l). \quad (2.2)$$

Подставляя параметры из таблицы 1 в (2.2), получим количества закачиваемой теплоты

$$\frac{dH}{dt} = \frac{4}{9} (4200 * 230 + 2,3 * 10^6) = \frac{4}{9} (9,66 * 10^5 + 2,3 * 10^6) = 1,45 * 10^6.$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[H] = [Q_s][\rho_s]([c_s][T] + [l]) = \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \left(\frac{[\text{Дж}]}{\text{кг} * \text{К}} * \text{К} + \frac{[\text{Дж}]}{\text{кг}} \right) = \frac{\text{кг}}{\text{с}} \frac{[\text{Дж}]}{\text{кг}} \Rightarrow \frac{\text{Дж}}{\text{с}}.$$

По мере продвижения теплоносителя по пласту, происходят теплопотери, соответственно площадь прогреваемой области растёт [Гильманов, Ковальчук, Шевелёв, 2020, с. 180]. Будем считать, что тепловые потери подчиняются закону Ньютона-Рихмана:

$$q = \alpha(T_s - T_0) \quad (2.3)$$

Зная структуру теплового поля и принимая [Шахмеликьян, Нвизуг-Би, с. 231], что теплосодержание пласта определяется только его температурой и

теплоёмкостью, можно посчитать мощность суммарных тепловых потерь из прогретой области в кровлю и подошву пласта по формуле:

$$\frac{dW}{dt} = 4\pi\alpha(T_s - T_0) \int_{r_w}^{r_f} r dr. \quad (2.4)$$

Приравнявая (2.2) и (2.4), находим максимальный радиус прогретой зоны пласта r_f

$$\begin{aligned} Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l) &= 4\pi\alpha (T_s - T_0) \int_{r_w}^{r_f} r dr, \\ \frac{Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{4\pi\alpha (T_s - T_0)} &= \int_{r_w}^{r_f} r dr, \\ \frac{Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{4\pi\alpha (T_s - T_0)} &= \frac{1}{2} (r_f^2 - r_w^2), \\ r_f^2 &= r_w^2 + \frac{Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{2\pi\alpha (T_s - T_0)}, \\ r_f &= \sqrt{r_w^2 + \frac{Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{2\pi\alpha (T_s - T_0)}}. \end{aligned} \quad (2.5)$$

Подставляя параметры из таблицы 1 в (2.5), получим значение радиуса прогретой зоны

$$r_f = \sqrt{0,01 + \frac{1,45 \cdot 10^6}{2 \cdot 3,14 \cdot 8,28 \cdot 230}} \approx 11,01 \text{ м, где } r_f \gg r_w.$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[r_f] = \sqrt{\text{м}^2 + \frac{\frac{[\text{Дж}]}{\text{с}}}{\frac{[\text{Вт}]}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \cdot \text{К}}} = \sqrt{\text{м}^2 + \frac{[\text{Дж}]}{\text{с}} \cdot \frac{\text{м}^2}{[\text{Вт}]}} = \sqrt{\text{м}^2 + \frac{\frac{\text{кг} \cdot \text{м}^2}{\text{с}^2}}{\text{с}} \cdot \frac{\text{м}^2}{\frac{\text{кг} \cdot \text{м}^2}{\text{с}^3}}} \Rightarrow \text{м}.$$

В (2.5) коэффициент теплоотдачи вычисляется по эмпирической формуле:

$$\alpha = \frac{0,029 \varepsilon_\alpha \lambda_w}{d_e Re^{0,8}}, \quad (2.6)$$

где число Рейнольдса Re находится по формуле:

$$Re = \frac{\rho_s v d}{\mu_s}, \quad (2.6.1)$$

здесь

$$d = 2 \cdot r_w = 0,2 \text{ – диаметр скважины, м;} \quad (2.6.2)$$

$$v = \frac{Q_s}{(\pi \cdot r_w^2)} \text{ – осреднённый удельный объём.} \quad (2.6.3)$$

Подставляя параметры из таблицы 1 в (2.6.3) получим:

$$v = \frac{1,6}{50 * 3,6} = \frac{\frac{16}{10}}{5 * 36} = \frac{\frac{16}{10}}{5 * 36} = \frac{2}{45} * \frac{1000}{157} = \frac{2000}{7065}.$$

Единица измерения в системе СИ: $[v] = \frac{\frac{м^3}{с}}{м^2} = \frac{м^3}{м^2 * с} = \frac{м}{с}$.

Теперь найдем число Рейнольдса Re , используя (2.6.1) – (2.6.3)

$$Re = \frac{50 * \frac{2000}{7065} * 0,2}{2,66 * 10^{-5}} = \frac{\frac{4000}{1413}}{2,66 * 10^{-5}} = \frac{4000}{1413} * \frac{10^5}{2,66}.$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[Re] = \frac{\frac{кг}{м^3} * \frac{м}{с} * м}{[Па] * с} = \frac{кг}{м * с} * \frac{м * с^2}{кг * с} \Rightarrow \text{безразмерная}.$$

С учетом (2.6.1) – (2.6.3):

$$\begin{aligned} \alpha &= \frac{0,029 * 1,5 * 2}{10^{-6} * \left(\frac{4000}{1413} * \frac{10^5}{2,66}\right)^{0,8}} = \frac{87 * 10^{-3}}{10^{-6} * \sqrt[10]{\left(\frac{4000}{1413} * \frac{10^7}{266}\right)^8}} = \\ &= \frac{87}{10^3 * \sqrt[10]{\left(\frac{4000}{1413} * \frac{10^7}{266}\right)^8}} \approx 8,28. \end{aligned}$$

Единица измерения в системе СИ: $[\alpha] = \frac{Вт}{м^2 * К}$.

В итоге, мощность тепловых составляет:

$$\begin{aligned} \frac{dW}{dt} &= 4\pi\alpha(T_s - T_0) \left(\frac{r_f^2}{2} - \frac{r_w^2}{2}\right) = 2\pi\alpha(T_s - T_0)(r_f^2 - r_w^2) = \\ &= 2 * 3,14 * 8,28 * 230 * (670,81 - 0,01) = 1,45 * 10^6. \end{aligned}$$

Единица измерения в системе СИ: $[W] = \frac{[Вт]}{м^2 * К} * м^2 \Rightarrow Вт$ или $\frac{кг * м^2}{с^3}$.

Оптимальное время закачки теплоносителя (пар) в единицу времени (t_1 , с), находится из объемной скорости теплового фронта:

$$\frac{V_s}{t_1} = \frac{Q_s R_s}{R_r} \Rightarrow t_1 = \frac{V_s R_r}{Q_s R_s}. \quad (2.7)$$

Единица измерения в системе СИ: $[t_1] = \frac{\text{м}^3 * \frac{[\text{Дж}]}{\text{м}^3}}{\frac{\text{м}^3 * \frac{[\text{Дж}]}{\text{м}^3}}{\text{с}}} = [\text{Дж}] * \frac{\text{с}}{[\text{Дж}]} \Rightarrow \text{с}.$

Где объем закачиваемой пароводяной смеси V_s , объемное теплосодержание породы (пористой среды) R_r и объемное теплосодержание пара R_s находятся из соотношения (2.8) – (2.10) и после подстановки параметров из таблицы 1, получим:

$$V_s = \pi h r_f^2 m. \quad (2.8)$$

$$R_r = (1 - m) \rho_r c_r \Delta T + m \rho_o c_o \Delta T, \quad (2.9)$$

$$R_s = m \rho_w c_w \Delta T + C m \rho_s l. \quad (2.10)$$

Объем закачиваемой пароводяной смеси:

$$V_s = 30 \cdot 3,14 \cdot 11,0141^2 \cdot 0,2 = 12616,01 = 2,285 \cdot 10^3.$$

Единица измерения в системе СИ: $[V_s] = \text{м} \cdot \text{м}^2 = \text{м}^3.$

Объемное теплосодержание породы (пористой среды):

$$R_r = (1 - 0,2) \cdot 2500 \cdot 10^3 \cdot 230 + 0,2 \cdot 850 \cdot 2100 \cdot 230 = 5,4211 \cdot 10^8.$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[R_r] = \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} * \frac{[\text{Дж}]}{\text{кг} * \text{К}} * \text{К} + \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} * \frac{[\text{Дж}]}{\text{кг} * \text{К}} * \text{К} \Rightarrow \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3}.$$

Объемное теплосодержание пара:

$$R_s = 0,2 \cdot 10^3 \cdot 4,2 \cdot 10^3 \cdot 230 + 0,7 \cdot 0,2 \cdot 50 \cdot 2,3 \cdot 10^6 = 1,932 \cdot 10^8 + 0,161 \cdot 10^8 = \\ = 2,093 \cdot 10^8.$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[R_s] = \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} * \frac{[\text{Дж}]}{\text{кг} * \text{К}} * \text{К} + \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} * \frac{[\text{Дж}]}{\text{кг}} \Rightarrow \frac{\text{Дж}}{\text{м}^3}.$$

Таким образом, оптимальное время закачки теплоносителя (пара) (t_1 , с) составляет:

$$t_1 = \frac{2,285 * 10^3 * 5,4211 * 10^8}{\frac{1,6}{50 * 3,6} * 2,093 * 10^8} = 665958,08 \text{ сек. или } 8 \text{ дней.}$$

2.2 РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ ПАРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ И ОСТАНОВКИ СКВАЖИНЫ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

На втором этапе пар в пласт не поступает [Шахмеликьян, Нвизуг-Би, с. 232], а тепловые потери в окружающие породы не компенсируются закачкой. В призабойной зоне образуется значительная депрессия за счет резкого падения объёма сконденсировавшегося пара. Учтём, что давление и температура в области парового плато постоянны, что влияет на мгновенному всасыванию нефти из «холодного» пласта в прогретую область и её прогреву.

С другой стороны, мощность тепловых потерь компенсируется только конденсацией пара, а теплота, выделяемая за счет этого процесса

$$\frac{dG}{dt} = -l \frac{dM}{dt}, \quad (2.11)$$

$$M = \rho_s C m h \pi r_s^2. \quad (2.12)$$

Подставляя (2.12) в (2.11) вместо M , получим:

$$\frac{dG}{dt} = -2l\rho_s C m h \pi r_s \frac{dr_s}{dt}. \quad (2.13)$$

Перепишем формулу (2.4) с учётом постоянства температуры в области парового плато:

$$\frac{dW}{dt} = 4\pi \int_{r_w}^{r_s} r \alpha (T_s - T_0) dr = 2\pi \alpha (T_s - T_0) (r_s^2 - r_w^2). \quad (2.14)$$

Тогда после интегрирования дифференциального уравнения, полученного из равенства выражений (2.13) и (2.14), получим радиус зоны, заполненной паром r_s

$$\frac{dG}{dt} = \frac{dW}{dt}, \quad (2.15)$$

$$2\pi \alpha (T_s - T_0) r_s^2 = -2l\rho_s C m h \pi r_s \frac{dr_s}{dt} \left| * \left(\frac{1}{2\pi r_s} \right), \right.$$

$$\alpha (T_s - T_0) r_s = -l\rho_s C m h \frac{dr_s}{dt},$$

$$-l\rho_s C m h \frac{dr_s}{dt} = \alpha (T_s - T_0) r_s, \left| * \left(\frac{dt}{-l\rho_s C m h r_s} \right), \right.$$

$$\frac{dr_s}{r_s} = \frac{\alpha (T_s - T_0)}{-l\rho_s C m h} dt,$$

$$\int_{r_f}^{r_s} \frac{dr_s}{r_s} = \frac{\alpha(T_s - T_0)}{-l\rho_s C m h} \int dt,$$

$$\ln\left(\frac{r_s}{r_f}\right) = \left(\frac{\alpha(T_s - T_0)}{-l\rho_s C m h}\right)t,$$

$$e^{\ln\left(\frac{r_s}{r_f}\right)} = e^{\left(\frac{\alpha(T_s - T_0)}{-l\rho_s C m h}\right)t},$$

$$\frac{r_s}{r_f} = e^{\left(\frac{\alpha(T_s - T_0)}{-l\rho_s C m h}\right)t},$$

$$r_s = e^{\left(\frac{\alpha(T_s - T_0)}{-l\rho_s C m h}\right)t} r_f. \quad (2.16)$$

Радиус зоны, заполненной паром r_s , зависит от времени конденсации t_2 , построим этот график (рис. 6).

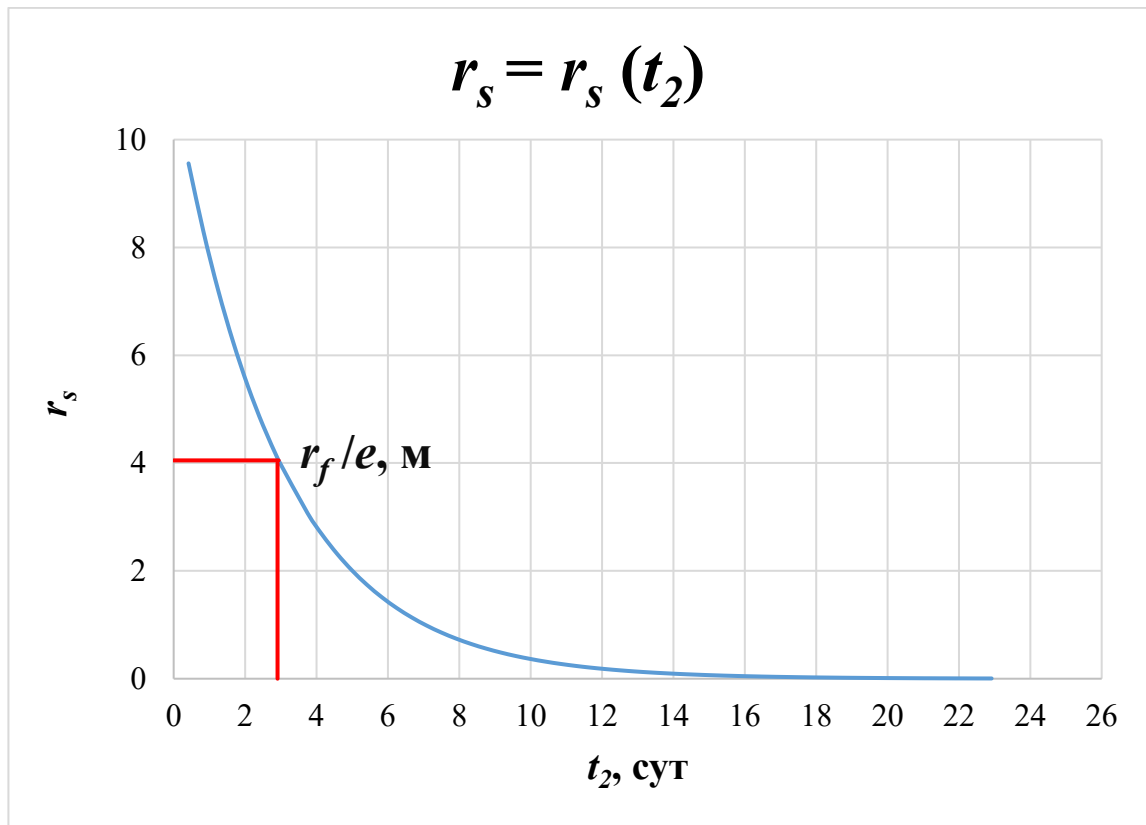


Рис. 6. Динамика падения текущей координаты зоны, заполненной паром, вблизи добывающей скважины

График функции наглядно показывает, что радиус зоны, заполненной паром с ростом времени, уменьшается, поскольку с ростом времени все большее

количество теплоты будет уходить в кровлю и подошву пласта. Время паропропитки / конденсации (t_2 , с) можно найти, по графику (рис. 6), фиксируя значение текущей координаты как $r_s = \frac{r_f}{e}$, (это некоторое характерное падение для экспоненциального графика, описываемое декрементом затухания, r_f – максимальное значение радиуса прогретой зоны).

С учётом вышесказанного из (2.16) можно получить оптимальное время паропропитки / конденсации:

$$t_2 = \frac{l\rho_s mCh}{\alpha(T_s - T_0)}. \quad (2.17)$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[t_2] = \frac{\frac{[\text{Дж}]}{\text{кг}} * \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} * \text{м}}{\frac{[\text{Вт}]}{\text{м}^2 * \text{К}} * \text{К}} = \frac{\frac{[\text{Дж}]}{\text{м}^2}}{\frac{[\text{Вт}]}{\text{м}^2}} = \frac{[\text{Дж}]}{[\text{Вт}]} = \frac{[\text{Дж}]}{\frac{[\text{Дж}]}{\text{с}}} \Rightarrow \text{с}.$$

Таким образом, подставляя параметры из таблицы 1 в (2.17), найдем время паропропитки / конденсации

$$\begin{aligned} t_2 &= \frac{2,3 * 10^6 * 50 * 0,2 * 0,7 * 30}{8,28 * 230} = \frac{23 * 10^5 * 5 * 2 * 7 * 3}{828 * 2,3} \\ &= \frac{23 * 10^6 * 21}{1904,4} = 253623,188 \text{ или } 3 \text{ дня.} \end{aligned}$$

2.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОТБОРА НЕФТИ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Для определения времени добычи нефти построим зависимость падения дебита после обработки Q и одновременно построим зависимость дебита без воздействия от времени конденсации Q_0 (рис. 7).

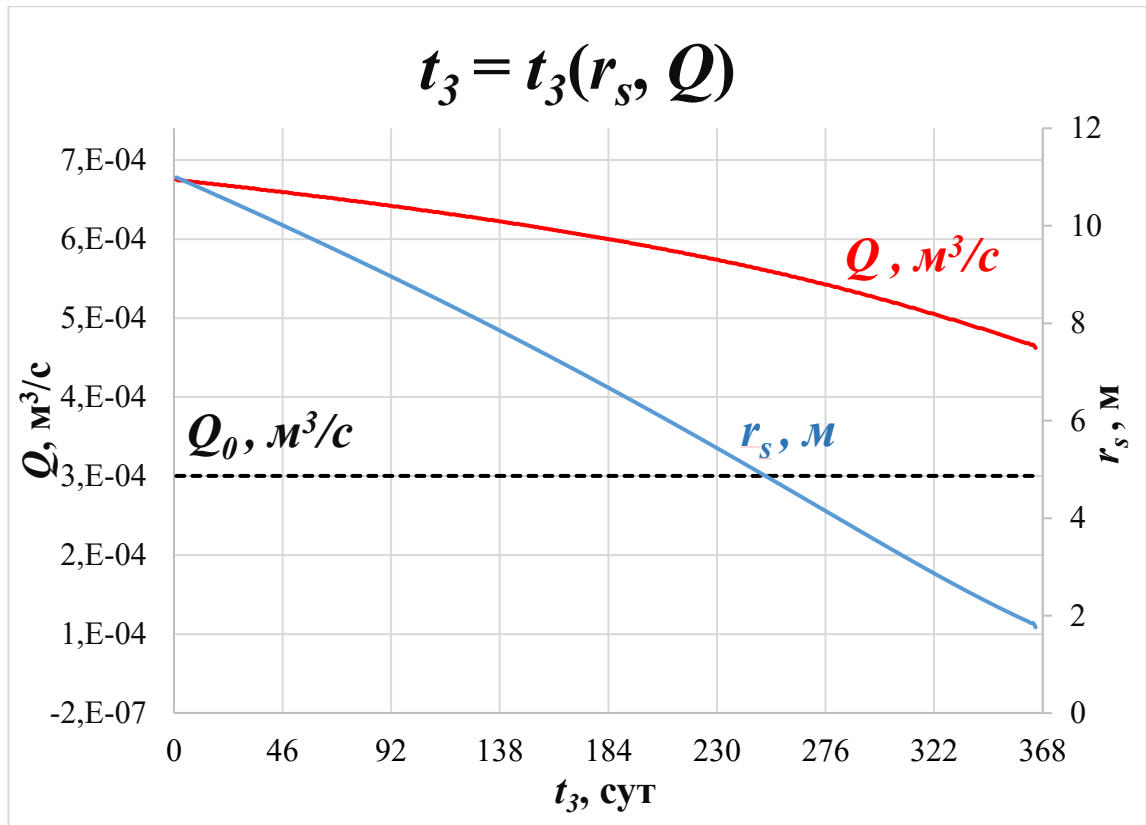


Рис. 7. Зависимость дебита нефти без воздействия, после воздействия и радиуса зоны, заполненной парой, от времени

Возросший в результате обработки дебит нефти Q находится по обобщённой формуле Дюпюи зонально-неоднородного по вязкости флюида [Басниев, с. 72], после подстановки параметров из таблицы 1, получим:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu_T \ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right) + \mu \ln\left(\frac{r_c}{r_f}\right)}. \quad (2.18)$$

Откуда

$$Q = \frac{2 * 3,14 * 200 * 10^{-15} * 30 * 7 * 10^6}{2 * 10^{-3} * \ln\left(\frac{11,01}{0,1}\right) + 0,1 * \ln\left(\frac{500}{11,01}\right)} \approx 0,00068 = 6,8 * 10^{-4}.$$

Единица измерения в системе СИ:

$$[Q] = \frac{\text{м}^2 * \text{м} * [\text{Па}]}{[\text{Па}] * \text{с} * \frac{\text{М}}{\text{М}} + [\text{Па}] * \text{с} * \frac{\text{М}}{\text{М}}} = \frac{\text{м}^3 * [\text{Па}]}{[\text{Па}] * \text{с}} = \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Дебит нефти без воздействия Q_0 , находится по классической формуле Дюпюи [Басниев, с. 72]:

$$Q_o = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \ln\left(\frac{r_c}{r_w}\right)}, \quad (2.19)$$

Откуда

$$Q_o = \frac{2 * 3,14 * 200 * 10^{-15} * 30 * 7 * 10^6}{0,1 \text{Па} * \text{с} * \ln\left(\frac{500}{0,1}\right)} \approx 0,00031 = 3,1 * 10^{-4}.$$

$$\text{Единица измерения в системе СИ: } [Q_o] = \frac{\text{м}^2 * \text{м} * [\text{Па}]}{[\text{Па}] * \text{с} * \frac{\text{м}}{\text{м}}} = \frac{\text{м}^3 * [\text{Па}]}{[\text{Па}] * \text{с}} = \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Рисунок 7 наглядно показывает, что возросший дебит нефти Q падает плавно в течение некоторого времени, а добыча нефти нужно продолжать до тех пор, пока значение добычи не станет равна дебиту без воздействия Q_o . Но, дополнительные исследования (рис. 8) показывают, что добычу нефти нужно прекращать гораздо раньше. Это свидетельствует о том, что дополнительная добыча нефти со временем уменьшается и в какой-то момент времени она становится несущественна по сравнению с первоначальным дополнительным дебитом.

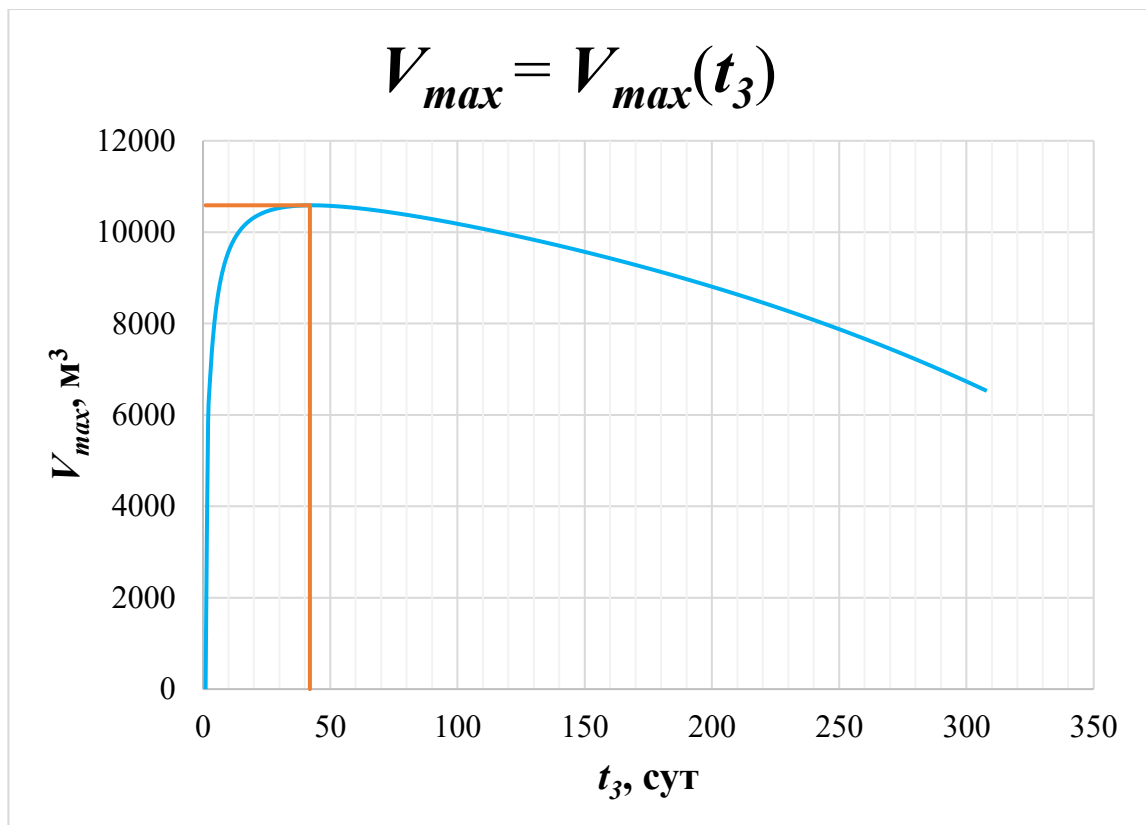


Рис. 8. Зависимость объема добытой нефти от времени

Таким образом, время отбора флюидов t_3 составляет 42 суток или 1 месяц и 11 дней.

По мере роста удельной теплоёмкости пара c_s и скрытой удельной теплоты парообразования l , происходит увеличение максимального объёма дополнительно добытой нефти V_{max} (рис. 9).

Максимальное значение объёма дополнительно добытой нефти V_{max} рассчитывается по формуле:

$$V_{max} = V_s + (Q - Q_0) \quad (2.20)$$

Зависимость максимальной накопленной добычи нефти V_{max} от удельной теплоёмкости c_s и скрытой удельной теплоты парообразования l является поверхностью (рис. 9).

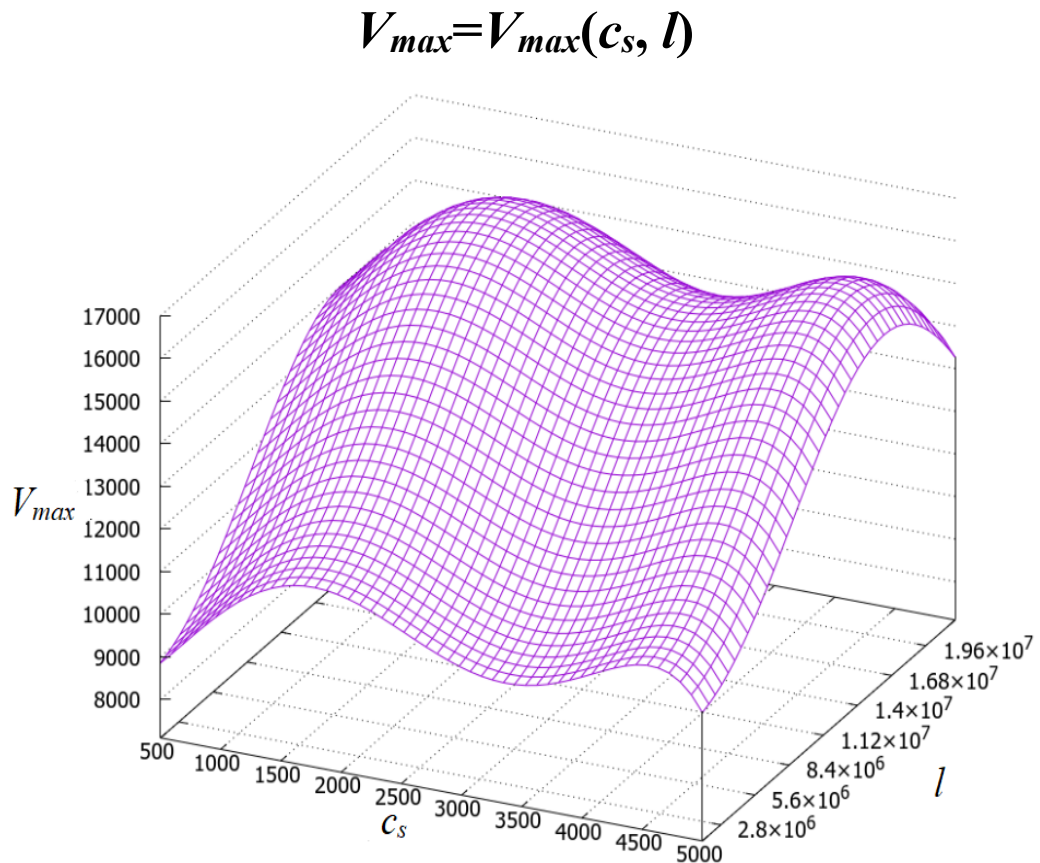


Рис. 9. Зависимость максимального объема дополнительно добытой нефти V_{max} от удельной теплоёмкости пара и скрытой удельной теплоты парообразования.

Процедура построения поверхности состоит из следующих этапов:

1) выбирается значение c_s удельной теплоёмкости из промежутка $[5 \cdot 10^2 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}); 5 \cdot 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})]$;

2) выбирается значение l скрытой удельной теплоты парообразования из промежутка $[1,3 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{кг}; 2,2 \cdot 10^7 \text{ Дж}/\text{кг}]$;

3) для каждого значения c_s с шагом $\Delta c_s = 5 \cdot 10^2 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ и $\Delta l = 2,8 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{кг}$, рассчитывается объем добытой нефти V при различных значениях времени добычи нефти t_3 . Пример нахождения оптимального значения объема добытой нефти V при $c_s = 4,2 \cdot 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ и $l = 2,3 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{кг}$ представлен на рисунке 8;

4) из графика $V(t_3)$ определяется оптимальное значение объема добытой нефти и заносится в таблицу (таблица 2).

Таблица 2

ЗНАЧЕНИЯ V_{max}

$c_s \backslash l$	1,30E+06	2,30E+06	4,30E+06	6,20E+06	8,20E+06	1,00E+07
5,0E+02	8,86E+03	9,76E+03	1,10E+04	1,19E+04	1,26E+04	1,32E+04
1,0E+03	9,04E+03	9,88E+03	1,11E+04	1,20E+04	1,27E+04	1,32E+04
1,5E+03	9,21E+03	1,00E+04	1,12E+04	1,20E+04	1,27E+04	1,33E+04
2,0E+03	9,38E+03	1,01E+04	1,13E+04	1,21E+04	1,28E+04	1,33E+04
2,5E+03	9,53E+03	1,02E+04	1,13E+04	1,21E+04	1,28E+04	1,34E+04
3,0E+03	9,68E+03	1,03E+04	1,14E+04	1,22E+04	1,29E+04	1,34E+04
3,5E+03	9,82E+03	1,04E+04	1,15E+04	1,23E+04	1,29E+04	1,34E+04
4,0E+03	9,95E+03	1,05E+04	1,16E+04	1,23E+04	1,30E+04	1,35E+04
4,2E+03	1,00E+04	1,06E+04	1,16E+04	1,23E+04	1,30E+04	1,35E+04
4,5E+03	1,01E+04	1,06E+04	1,16E+04	1,24E+04	1,30E+04	1,35E+04
4,8E+03	1,02E+04	1,07E+04	1,17E+04	1,24E+04	1,30E+04	1,35E+04
5,0E+03	1,02E+04	1,07E+04	1,17E+04	1,24E+04	1,31E+04	1,36E+04

$c_s \backslash l$	1,20E+07	1,40E+07	1,60E+07	1,80E+07	2,00E+07	2,20E+07
5,0E+02	1,37E+04	1,42E+04	1,46E+04	1,50E+04	1,54E+04	1,57E+04
1,0E+03	1,38E+04	1,42E+04	1,47E+04	1,51E+04	1,54E+04	1,58E+04
1,5E+03	1,38E+04	1,43E+04	1,47E+04	1,51E+04	1,55E+04	1,58E+04
2,0E+03	1,38E+04	1,43E+04	1,47E+04	1,51E+04	1,55E+04	1,58E+04
2,5E+03	1,39E+04	1,43E+04	1,48E+04	1,51E+04	1,55E+04	1,58E+04
3,0E+03	1,39E+04	1,44E+04	1,48E+04	1,52E+04	1,55E+04	1,59E+04
3,5E+03	1,39E+04	1,44E+04	1,48E+04	1,52E+04	1,56E+04	1,59E+04
4,0E+03	1,40E+04	1,44E+04	1,49E+04	1,52E+04	1,56E+04	1,59E+04
4,2E+03	1,40E+04	1,45E+04	1,49E+04	1,52E+04	1,56E+04	1,59E+04
4,5E+03	1,40E+04	1,45E+04	1,49E+04	1,53E+04	1,56E+04	1,59E+04
4,8E+03	1,40E+04	1,45E+04	1,49E+04	1,53E+04	1,56E+04	1,60E+04
5,0E+03	1,41E+04	1,45E+04	1,49E+04	1,53E+04	1,56E+04	1,60E+04

5) далее выбирается случайным образом несколько точек из таблицы и для них определяется система линейных уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} V_1 = k_1 C_{s_1}^n + k_2 C_{s_1}^{n-1} + \dots + k_5 C_{s_1} + k_6 l_1^n + k_7 l_1^{n-1} + \dots + k_{10} l_1 + k_{11}, \\ \vdots \\ V_i = k_1 C_{s_i}^n + k_2 C_{s_i}^{n-1} + \dots + k_5 C_{s_i} + k_6 l_i^n + k_7 l_i^{n-1} + \dots + k_{10} l_i + k_{11}, \end{cases} \quad (2.21)$$

Здесь $n = 5$ – наибольший показатель степени, $k_i, i = \overline{1, 11}$ – неизвестные коэффициенты, i – номер точки.

Неизвестные коэффициенты находятся из решения системы уравнений (2.21) методом Гаусса [Кремер, С. 44 - 46].

Будем решать систему (2.21) методом Гаусса, который применяется для решения систем линейных уравнений, имеющих одно решение, множество решений или не имеющих ни одно решение, причем любого размера.

Говорят, что система имеет одно единственное решение, тогда и только тогда, когда определитель основной матрицы отличен от нуля. Здесь необходимо напомнить, что матрица, составленная только из коэффициентов при неизвестных в этой же системе, называют матрицей системы или основной матрицей.

Как известно, метод Гаусса состоит из двух ходов – прямого и обратного.

В прямом ходе метода Гаусса, необходимо записать так называемую расширенную матрицу (к основной матрице прибавляется столбец свободных коэффициентов).

$$\begin{pmatrix} C_{s_1}^n & C_{s_1}^{n-1} & \dots & C_{s_1} & l_1^n & l_1^{n-1} & \dots & l_1 & 1 \\ & & & & \vdots & & & & \\ C_{s_i}^n & C_{s_i}^{n-1} & \dots & C_{s_i} & l_i^n & l_i^{n-1} & \dots & l_i & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_i \end{pmatrix}. \quad (2.22)$$

Далее, при помощи элементарных преобразований расширенную матрицу (2.22), приводят к ступенчатому виду:

$$\begin{pmatrix} C_{s_1}^n & C_{s_1}^{n-1} & \dots & C_{s_1} & l_1^n & l_1^{n-1} & \dots & l_1 & 1 \\ & & & & \vdots & & & & \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_i \end{pmatrix}. \quad (2.23)$$

К элементарным преобразованиям матрицы относят:

- перестановка строки исходной матрицы местами;
- если исходная матрица содержит пропорциональные строки или столбца, то их необходимо исключить кроме одной;
- нулевые строки из исходной матрицы удаляются;
- матрицу можно умножать или делить на любое число λ ;
- к строке отличной от нуля исходной матрицы можно прибавить другую строку, умноженную на любое число λ , отличное от нуля.

После приведения к виду (2.23) матрицы при помощи элементарных преобразований, начиная с предпоследней строки необходимо найти все оставшиеся неизвестные, подставляя уже известные переменные в уравнении системы вплоть до первого, что и называется обратным ходом метода Гаусса [Кремер, с. 47].

Общее уравнение поверхности записывается в виде:

$$V_{max}(c_s, l) = k_1 c_s^5 + k_2 c_s^4 + k_3 c_s^3 + k_4 c_s^2 + k_5 c_s + k_6 l^5 + k_7 l^4 + k_8 l^3 + k_9 l^2 + k_{10} l + k_{11}. \quad (2.24)$$

В уравнении (2.24) $i = \overline{1, 11}$, корни при $c_s \in [5 \cdot 10^2 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}); 5 \cdot 10^3 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})]$, $l \in [1,3 \cdot 10^6 \text{ Дж}/\text{кг}; 2,2 \cdot 10^7 \text{ Дж}/\text{кг}]$.

При известном уравнении можно без труда построить необходимую поверхность, для построения поверхности, можно воспользоваться прикладными программными обеспечениями MAPLE или MATHCAD [Дьяконов, с. 297] или специализированными онлайн программами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время запасы традиционной нефти (под традиционной нефтью понимается жидкость, который добывается с применением хорошо отработанных и изученных технологий и для дальнейшей транспортировки и продажи не требуется существенная подготовка сырья) на нашей планете заметно истощаются. Однако растущее энергопотребление и большие запасы нетрадиционной труднодоступной нефти заставляют вовлекать в разработку и эти месторождения, наиболее перспективными из которых можно считать залежи тяжелой высоковязкой нефти, для их добычи широко применяются тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Тепловые методы воздействия на нефтяной пласт рассчитаны для увеличения тепловой энергии и внедрения его в пласт, с целью снижения вязкости пластового флюида, и увеличения нефтеизвлечения в конечном итоге.

По механизму воздействия на пласт, тепловые методы делятся на три больших групп:

- обработка призабойных зон скважин паротепловым воздействием путём закачки или горячей воды, или водяного пара (генерируется на поверхности при помощи парогенератора) или смеси пара различного качества с газом.

- площадное воздействие внутрипластовым горением и применением комбинированных технологий (процесс горения поддерживается за счёт закачки в пласт окислителей (воздуха, кислорода));

- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт нескольких реагентов — это может быть пар с добавками химических реагентов, например, термополимерный, термощелочный или парогазовый растворы.

Одной из перспективных технологий извлечения высоковязкой нефти является вытеснение нефти из пластов с помощью пара, которое в настоящее время получило широкое применение во всех странах, разрабатывающих месторождения с высокой вязкостью нефти.

Даная технология состоит из трёх последовательных периодов: периода закачки, периода паропропитки / конденсации и периода отбора нефти.

Преимущества данной технологии является сокращение капитальных вложений, за счёт бурения одной скважины, что подходит для наиболее тонких переслаивающихся пластов, но необходимо отметить, что объём попутного газа может увеличиться при разработке за счёт высокой энергоёмкости.

В работе был исследован вопрос, касающийся математического моделирования циклического теплового воздействия на нефтяные пласты с высоковязкой нефтью. В результате анализа:

- Разработана математическая модель пароциклического воздействия призабойной зоны пласта;
- Рассчитана зависимость дебита нефти после воздействия от времени добычи;
- Получено уравнение поверхности, показывающий зависимость максимальной накопленной добычи нефти от удельной теплоёмкости и скрытой удельной теплоты парообразования;
- Определены оптимальные времена технологии обработки пласта пароциклическим воздействием и найдено время паропропитки t_2 .

А также найдены: значения радиуса прогретой зоны, позволяющий вычислить объём прогреваемой зоны пласта, способствующий снижению вязкости нефти; оптимальное время закачки теплоносителя в пласт и полноценное время добычи нефти. Для расчета основных параметров был применен язык программирования Python, для построения графиков – программный продукт Microsoft Excel.

Выявлено, что по мере роста удельной теплоёмкости пара c_s и скрытой удельной теплоты парообразования l , происходит увеличение максимального объёма дополнительно добытой нефти V_{max} , а зависимость максимальной накопленной добычи нефти V_{max} от удельной теплоёмкости c_s и скрытой удельной теплоты парообразования l является поверхностью.

Таким образом, цель работы достигнута, задачи решены, гипотеза подтверждена.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ali S.M. Life after SAGD – 20 years later // Society of Petroleum Engineers. 2016. Paper Number: SPE-180394-MS. 7 p. URL: <https://doi.org/10.2118/180394-MS> (дата обращения: 16.05.2023).
2. Birrell G.E., Aherne A.L., Seleshanko D.J. Cyclic SAGD – Economic Implications of Manipulating Steam Injection Rates in SAGD Projects-Re-Examination of the Dover Project // Westmount: Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. 2003. Paper Number: PETSOC-2003-177. 13 p. URL: <https://doi.org/10.2118/2003-177> (дата обращения: 16.05.2023).
3. Ezeuko C.C., Gates I.D. Thermal oil recovery from fractured reservoirs: energy and emissions intensities // Energy, 2018. Vol. 155. P. 29 – 34.
4. Improvement of Drilling Technology for the Yarega Heavy Oil Field Development By SAGD Method with Counter Producing and Injecting Wells / M.V. Chertenkov, D.S. Loparev, G.V. Buslaev [и др.] // Society of Petroleum Engineers. 2014. Paper Number: SPE-171275-MS. 16 p. URL: <https://doi.org/10.2118/171275-MS> (date of the application 16.05.2023).
5. Influence of pressure difference between reservoir and production well on steam-chamber propagation and reservoir-production performance / H. Xiong, S. Huang, D. Devegowda [и др.] // SPE Journal. 2019. Vol. 24. № 2. P.452 – 476.
6. Problems and Solutions for Shallow Heavy Oil Production / R.R. Ibatullin, N.G. Ibragimov, R.S. Khisamov, A.T. Zaripov // Society of Petroleum Engineers. 2012. Paper Number: SPE-161998-MS. 4 p. URL: <https://doi.org/10.2118/161998-MS> (date of the application 16.05.2023).
7. Shin H., Polikar M. New economic indicator to evaluate SAGD performance // Society of Petroleum Engineers. 2005. Paper Number: SPE-94024. 7 p. URL: <https://doi.org/10.2118/94024-MS> (дата обращения: 16.05.2023).
8. What is Henry's Law? // BYJU'S Learning: [сайт]. URL: <https://byjus.com/chemistry/henrys-law/> (дата обращения: 08.04.2023).

9. Crude oil (Сырая нефть) // NeftegazRU.com: [сайт]. 2018. URL: <https://neftegazru.com/tech-library/energy-resources-fuel/527088-petroleum/> (дата обращения: 07.04.2023).
10. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ, 2000. 270 с.
11. Анализ методов добычи тяжелой нефти / Г.А. Баймаханов, Р. Шакирзянов, Р. Слиханов, Н. Амирханов // КазНУ имени Аль-Фараби: [сайт]. URL: <https://pps.kaznu.kz/kz/Main/FileShow2/110449/117/446/14846/Баймаханов%20Галымбек%20Акбергенович/2020/1> (дата обращения: 10.05.2023).
12. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: «Советская Кубань», 2000. 464 с.
13. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. Москва: Недра, 1993. 416 с.
14. Бекбаулиева А.А., Арсакбаева А.К. Способы добычи и технологии, используемые для извлечения высоковязкой нефти // Проблемы и достижения современной науки. 2018. Т. 2. № 1 (5). С. 35 – 43.
15. Вязкость нефти // Neftegaz.RU: [сайт]. 2014. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/> (дата обращения: 09.04.2023).
16. Вязкость нефти // petrodigest.ru. Нефтегазовый портал: [сайт]. 2015–2023. URL: <https://petrodigest.ru/terms/vyazkost-nefti> (дата обращения: 09.04.2023).
17. Гильманов А.Я., Ковальчук Т.Н., Шевелёв А.П. Физико-математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 1 (21). С. 176 – 191.
18. Гильманов А.Я., Фёдоров К.М., Шевелёв А.П. Интегральная модель парогравитационного дренажа // Известия Российской академии наук, механика жидкости и газа. 2020. № 6. С. 74 – 84.

19. Гильманов А.Я., Фёдоров К.М., Шевелёв А.П. Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти // Инженерно-физический журнал. 2021. Т. 94. № 3. С. 611 – 620.
20. Губкин И.М. Учение о нефти. Москва: Наука, 1975. 384 с.
21. Дьяконов В.П. MATLAB. Полный самоучитель. Москва: ДМК Пресс, 2012. 768 с.
22. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. Москва: ОАО Издательство «Недра», 1998. 365 с.
23. Захарова С.С. Основные концепции происхождения нефти и газа // . 2003. № 1 (4). С. 16 – 22.
24. Зылёва Н.В., Токмакова Е.Г., Сахно Ю.С. Особенности учета в организациях нефтегазодобывающей промышленности: учебное пособие. Тюмень: Издательство ТюмГУ, 2017. 208 с.
25. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. Альметьевск: Издательство ФЭН АН РТ, 2010. 332 с. URL: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-tehnologicheskie-processy-razrabotki-neftyanyh-mestorozhdeniy.pdf> (дата обращения: 18.05.2023).
26. Иванова Ю.В., Кузьмина Р.И., Кожемякин И.В. Химия нефти: учебно-методическое пособие для студентов химического факультета, обучающихся по спец. 250400 – «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов». В 2 частях. Часть 1. Саратов: Издательство Саратовского ун-та, 2010. 56 с.
27. Испаряемость нефти и нефтепродуктов // РОСПАЙП. Производственная экосистема: [сайт]. 2008–2023. URL: https://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/khranenie-i-transportirovka-nefteproduktov/isparyаемost-nefti-i-nefteproduktov/ (дата обращения: 09.04.2023).
28. Калешева Г.Е. Развитие технологии добычи высоковязкой нефти на месторождении Каражанбас // Молодой ученый. 2015. № 9. С. 446 – 451.

29. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов. – 3-е изд., испр. и доп. Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2005. 528 с.
30. Кремер Н.Ш. Высшая математика для экономистов: учебник для студентов, обучающихся по экономическим специальностям. Москва: ЮНИТИ-ДАНА, 2010. 479 с.
31. Лекция - Обзор существующих технологий добычи высоковязкой и битумной нефти // КФУ: [сайт]. URL: https://kpfu.ru/portal/docs/F373800105/Lekciya_1.PDF (дата обращения: 18.05.2023).
32. Месторождения природных битумов на северо-востоке сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В.А. Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов, А.Ф. Сафронов // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 1. URL: <https://www.sibran.ru/upload/iblock/af6/af61f08dce05ea6c1618734e4d6fc50e.pdf> (дата обращения: 16.05.2023).
33. Минханов И.Ф., Долгих С.А., Варфоломеев М.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие для вузов. Казань: Издательство Казанского федерального университета, 2019. 96 с. URL: https://dspace.kpfu.ru/xmlui/bitstream/handle/net/151003/F_UMP_Dev_oil_gas_fields__20.06.2019_.pdf?sequence=-1 (дата обращения: 10.05.2023).
34. Нефть — история происхождения слова // Дзен: [сайт]. 2019. URL: https://dzen.ru/media/etymology/neft--istoriia-proishojdeniia-slova-5c913b5554593600b40bc6a8?utm_referer=www.google.com (дата обращения: 06.04.2023).
35. Нефть // Neftegaz.RU: [сайт]. 2013. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/141832-neft/> (дата обращения: 08.04.2023).
36. Николаева М.В., Атласов Р.А. Обзор технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в условиях многолетнемерзлых пород // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13, № 4. URL: http://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2015/4/ngdelo-4-2015-p126-131.pdf (дата обращения: 16.05.2023).

37. Никулин С.Е. Зависимости свойств пластовой нефти от поверхностной нефти // Экспозиция нефть газ. 2013. № 6 (31). С. 37 – 38.
38. О проблеме истощения мировых запасов нефти / Д.Л. Рахманкулов, С.В. Николаева, Ф.Н. Латыпова, Ф.Ш. Вильданов // Башкирский химический журнал. 2008. Т. 15. № 2. С. 5 – 35.
39. Определение основных свойств нефти и нефтепродуктов: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсам «Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов» и «Химическая технология природных энергоносителей» специальности 240403 «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов» и курсу «Химическая технология нефти и газа» специальности 240802 «Основные процессы химических производств и химической кибернетики» / сост.: О.С. Сухинина, А.И. Левашова, С.М. Долгих, С.Г. Маслов. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. 34 с.
40. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа. Учебно-методическое пособие для студ. спец. «21.05.02 Прикладная геология» / В.А. Гридин, Н.В. Еремина, М.В. Нелепов, Т.В. Гнедковская. Ставрополь: Изд-во Саратовского гос. ун-та, 2015. 130 с.
41. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.
42. Свойства нефти в пластовых условиях // StudFiles: [сайт]. 2015. URL: <https://studfile.net/preview/4241599/> (дата обращения: 11.05.2023).
43. Сидоров И.В. Обоснование разработки залежей высоковязких нефтей горизонтальными скважинами: специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: дис. канд. тех. наук. Тюмень: Издательство ТюмГНГУ, 2014. 130 с.
44. Смирнов В.И. Геология полезных ископаемых. Изд. 3-е, перераб. и доп. Москва: «Недра», 1976. 688 с.

45. Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России / В.Б. Бетелин, В.А. Юдин, И.В. Афанаскин [и др.]. Москва: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. 206 с.
46. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. Москва: Издательство «Недра», 1969. 368 с.
47. Холодная добыча на западе Канады: шаг вперёд в первичной добыче нефти / Р. Савацки, М. Уэрта, М. Лондон, Б. Меца // RogTech. 2010. № 20. URL: https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/10_Canadian_Heavy_Oil.pdf (дата обращения: 16.05.2023).
48. Часть 1. Разработка нефтяных месторождений // ТИУ: [сайт]. 2016. URL: https://www.tyuiu.ru/media/files/2015/01_19/uchebное-posobie.pdf (дата обращения: 10.05.2023).
49. Чеснокова К.А. Обзор технологий извлечения высоковязких нефтей // Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11. № 4 (59). С. 38 – 40.
50. Шахмеликьян М.Г, Нвизуг-Би Л.К. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации добычи вязких и высоковязких нефтей // Science. Engineering. Tecnology (polytechnical bulletin). 2018. № 4. С. 217 – 242.
51. Шевелёв А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: специальность 01.02.05 – Механика жидкости, газа и плазмы: дис. канд. физ.-мат. наук. Тюмень: Издательство ТюмГУ, 2005. 137 с.
52. Шевелёв А.П., Фёдоров К.М., Гильманов А.Я. Оптимизация пароциклического воздействия на нефтяной пласт // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений: XIII науч.-практ. конф. 14 апр.-19 ноя. 2021 г. Москва, 2022. С. 181 – 195.

КОД ПРОГРАММЫ

```
#####
from math import *
Q_s = 1.6/(50*3.6)
ro_s = 50
c_s = 4200
T_s = 573.15
T_0 = 343.15
l = 2.3*10**6
H = Q_s*ro_s*(c_s*(T_s-T_0)+l)
print('Теплота закачиваемая вместе с паром dH/dt =', round(H, 4))
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
eps_alp = 1.5
lyambda_w = 2
d_e = 10**(-6)
well_radius = 0.1
v = Q_s/(pi*well_radius**2)
print('Осредненный удельный объем v =', v)
d = 2*well_radius
miu_s = 2.66*10**(-5)
Re = (ro_s*v*d)/miu_s
print('Число Рейнольдса Re =', Re)
Alpha = (0.029*eps_alp*lyambda_w)/(d_e*Re**(0.8))
print('Коэффициент теплоотдачи Alpha =', round(Alpha, 4))
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
r_f = sqrt(well_radius**2+(Q_s*ro_s*(c_s*(T_s-T_0)+l))/(2*pi*Alpha*(T_s-T_0)))
print('Радиус прогретой зоны r_f =', round(r_f,4))
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
W = 2*3.14*Alpha*(T_s-T_0)*(round(r_f, 2)**2-well_radius**2)
```

```
print('Мощность тепловых потерь dW/dT =', round(W, 2))
```

```
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
```

```
m = 0.2
```

```
h = 30
```

```
V = h*3.14*(r_f**2)*m
```

```
print('Объем закачиваемого пара V =', round(V, 4))
```

```
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
```

```
ro_r = 2500
```

```
c_r = 10**3
```

```
ro_0 = 850
```

```
c_0 = 2100
```

```
delta_T = T_s-T_0
```

```
R_r = (1-m)*ro_r*c_r*delta_T+m*ro_0*c_0*delta_T
```

```
print('R_r =', round(R_r, 4))
```

```
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
```

```
ro_w = 10**3
```

```
c_w = 4200
```

```
C = 0.7
```

```
R_s = m*ro_w*c_w*delta_T+C*m*ro_s*1
```

```
print('R_s =', round(R_s, 4))
```

```
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
```

```
t1 = ((V*R_r)/(Q_s*R_s))
```

```
print('Время t1 в сек =', round(t1, 2))
```

```
t1_1 /= t1 / 86400
```

```
print('Время t1 в сут =', round(t1_1))
```

```
#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#
```

```
'''
```

```
for i in range(36000, 36000*103, 36000):
```

```
    r_s = exp((Alpha*(T_s-T_0)/(-1*ro_s*C*m*h))*i)*r_f
```

```
    print(i, ' ', round(r_s,2))
```


'''

#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#

 $t2 = (l * ro_s * m * h * C) / (\text{Alpha} * (T_s - T_0))$

print('Время t2 в сек =', round(t2, 2))

 $t2_1 = t2 / 86400$

print('Время t2 в сут =', round(t2_1))

#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#

 $miu_T = 2 * 10^{(-3)}$ $miu = 100 * 10^{(-3)}$ $k = 200 * 10^{(-15)}$ $p_r = 7.5 * 10^{*6}$ $p_w = 5 * 10^{*5}$ $DelTa_p = p_r - p_w$ $r_c = 500$ $Q = (2 * pi * k * h * DelTa_p) / (miu_T * log(r_f / well_radius) + miu * log(r_c / r_f))$

print('Возросший в результате обработки дебит нефти Q =', round(Q, 5))

#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#

 $Q_0 = (2 * pi * k * h * DelTa_p) / (miu * log(r_c / well_radius))$

print('Дебит нефти без воздействия Q_0 =', round(Q_0, 5))

#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#

 $R_0 = m * ro_0 * c_0 * delta_T$

print('R_0 =', round(R_0, 4))

#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#

 $t3 = 0$ $r_s = (r_f^{*2} - (Q * R_0 * t3) / (R_r * 3.14 * m * h))^{*(1/2)}$

print('r_s =', round(r_s, 4))

#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#---#

 $Q2 = 100$ $delta_t = 86400$ $Q1 = (2 * pi * k * h * DelTa_p) / (miu_T * log(r_f / well_radius) + miu * log(r_c / r_f))$

```

while Q2 > Q_0+10**(-5): #ЭПСИЛОН 10**(-5)
    t3 += delta_t
    eps = 10
    while eps >= 0.01:
        if ((Q1*R_0*t3)/(R_r*3.14*m*h))<r_f**2:
            r_s = (r_f**2-(Q1*R_0*t3)/(R_r*3.14*m*h))**(1/2)
            Q2 = (2*pi*k*h*DelTa_p)/(miu_T*log(r_s/well_radius)+miu*log(r_c/r_s))
        else:
            r_s = well_radius
            Q2 = Q_0
            Q1 = Q2
            eps = abs((Q2-Q1)/Q1)
            Q1 = Q2
        V = V+(Q2-Q_0)*delta_t
        print(round(t3,6), round(r_s,6), round(Q2,6), round(V,6))
#####
print('Или так')
print("  t3    r_s    Q2    V")
while t3 < (365*86400-t1-t2):
    t3 += delta_t
    t = 0
    V = 0
    n = ((365*86400)/(t1+t2+t3))
    while t <= t3:
        t += delta_t
        eps = 10
        while eps >= 0.01:
            if ((Q1*R_0*t3)/(R_r*3.14*m*h))<r_f**2:
                r_s = (r_f**2-(Q1*R_0*t3)/(R_r*3.14*m*h))**(1/2)
                Q2 = (2*pi*k*h*DelTa_p)/(miu_T*log(r_s/well_radius)+miu*log(r_c/r_s))

```

```

else:
    r_s = well_radius
    Q2 = Q_0
    Q1 = Q2
    eps = abs((Q2-Q1)/Q1)
    Q1 = Q2
    V = V+(Q2-Q_0)*delta_t
    #print(round(V*n, 3))
    print("{:9f}  {:6.4f}  {:8.6f}  {:9.3f}".format(t3/86400, r_s, Q2, V*n))

```

#####

Результаты расчета на Python:

(Python 3.10.0 (tags/v3.10.0:b494f59, Oct 4 2021, 18:46:30) [MSC v.1929 32 bit (Intel)] on win32):

Теплота, закачиваемая вместе с паром $dH/dt = 1451555.5556$

Осредненный удельный объем $v = 0.28294212105225836$

Число Рейнольдса $Re = 106369.21844069862$

Коэффициент теплоотдачи $Alpha = 8.2807$

Радиус прогретой зоны $r_f = 11.0141$

Мощность тепловых потерь $dW/dT = 1449748.83$

Объем закачиваемого пара $V = 2285.4734$

$R_r = 542110000.0$

$R_s = 209300000.0$

Время $t1$ в сек = 665958.08

Время $t1$ в сут = 8

Время $t2$ в сек = 253602.08

Время $t2$ в сут = 3

Возросший в результате обработки дебит нефти $Q = 0.00068$

Дебит нефти без воздействия $Q_0 = 0.00031$

$R_0 = 82110000.0$

$r_s = 11.0141$

#####

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

σ_z – горное давление, *Па*

p_0 – среднее пластовое давление, *Па*

h – толщина пласта, *м*

ρ_z – горная плотность, *кг/м³*

g – ускорение свободного падения, *м/с²*

P_0 – пластовое, поровое давление, *Па*

ρ_v – плотность воды, *кг/м³*

Q_s – объемный расход закачиваемого пара (приемистость пара), *м³/с*

ρ_s – плотность пара, оцениваемая из уравнения состояния, *кг/м³*

c_s – удельная теплоемкость пара, *Дж/(кг·К)*

T_s – температура закачиваемого пара, *К*

T_0 – начальная пластовая температура, *К*

l – скрытая удельная теплота парообразования, *Дж/кг*

α – коэффициент теплоотдачи, *Вт/(м²·К)*

r – радиальная координата, безразмерная

r_w – радиус скважины, *м*

r_f – максимальный радиус прогретой зоны, *м*

H – теплота, закачиваемая вместе с паром, *Дж*

W – тепловые потери, *Вт*

μ – вязкость нефти в пластовых условиях, *Па·с*

C – массовая доля пара в пароводяной смеси, безразмерная,

m – пористость, безразмерная

r_s – значение текущей координаты (зона заполненной пары), безразмерная

t_2 – время паротепловой конденсации (время паропропитки), *с*

V – объем закачиваемого пара, *м³*

R_r – объемное теплосодержание породы (пористой среды), *Дж/м³*

ρ_r – плотность породы, *кг/м³*

c_r – удельная теплоемкость породы (пористой среды), *Дж/(кг·К)*

ρ_o – плотность нефти, $кг/м^3$

c_o – удельная теплоемкость нефти, $Дж/(кг·К)$

R_s – теплосодержание пара, $Дж/м^3$

ρ_w – плотность воды, $кг/м^3$

c_w – удельная теплоемкость воды, $Дж/(кг·К)$

t_1 – оптимальное время закачки теплоносителя в пласт, $с$

Q_0 – дебит нефти без воздействия, $м^3/с$

r_c – радиус контура питания, $м$

p_w – давление на забое скважины, $Па$

p_r – пластовое давление, $Па$

P_c – давление на контуре питания, $Па$

k – абсолютная проницаемость пласта, $м^2$

R – универсальная газовая постоянная, $Дж/(моль·К)$

μ_T – вязкость нефти при температуре закачиваемого пара, $Па·с$

$\Delta p = p_r - p_w$ – разности давления пласта и давления на забое скважины, $Па$

$\Delta T = T_S - T_0$ – разность температуры закачиваемой и начальной пластовой, $К$

ε_a – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий шероховатость среды

λ_w – коэффициент теплопроводности теплоносителя, $Вт/(м·К)$

G – количество теплоты, выделяющийся за счет конденсации пара, $Дж$

Re – число Рейнольдса (*Reynolds*), безразмерное

d_e – эквивалентный размер задачи, $м$

q – удельные теплотери из пористой среды в кровлю и подошву пласта,