

УДК 622.276

Елистратов Иван Игоревич, магистрант,
Самарский государственный технический университет,
г. Самара

Губанов Сергей Игоревич, доцент
Самарский государственный технический университет,
г. Самара

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА КОМБИНИРОВАННОГО ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Аннотация: В настоящее время наблюдается рост количества трудноизвлекаемых запасов нефти и существует необходимость вовлечения этих запасов в разработку. Одним из перспективных направлений в этой области является освоение месторождений высоковязкой нефти, запасы которых занимают от 50 до 60 % всех трудноизвлекаемых запасов. Часто разработка таких месторождений сопровождается экономическими проблемами и является неэффективной, поэтому решение данных проблем является актуальной задачей. Наиболее перспективными считаются тепловые методы воздействия. В статье рассматривается комбинирование процесса парогравитационного дренажа с предварительным проведением газодинамического разрыва пласта в горизонтальной нагнетательной скважине. Сочетание данных методов воздействия позволяет значительно увеличить конечный коэффициент извлечения нефти и снизить паронефтяное отношение. Комбинированная технология позволяет более эффективно воздействовать на пласт, создавая дополнительные трещины, которые улучшают условия закачки пара, увеличивают скорость формирования паровой камеры и позволяют более равномерно прогревать пласт.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, парогравитационный дренаж, газодинамический разрыв пласта, тепловые методы добычи, нефтеотдача, горизонтальная скважина, пар.

Введение. Значительную часть мировых запасов углеводородов составляют высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы, разработка которых часто осложнена высокой вязкостью и низкой подвижностью флюида. В результате чего их добыча становится невозможна традиционными методами из-за низкого коэффициента извлечения нефти (КИН) и их нерентабельности. В связи с истощением традиционных запасов нефти, в мире существует необходимость разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ).

Актуальность. В современном мире используется большое количество методов для разработки месторождений ТРИЗ, но наиболее эффективными являются технологии, основанные на тепловых методах воздействия. Эти методы имеют ряд ограничений и сложностей, что делает необходимым разработку новых комбинированных методов воздействия на залежи ВВН. Одним из таких методов является сочетание процесса парогравитационного дренажа (ПГД) с предварительным проведением газодинамического разрыва пласта (ГДРП) в горизонтальной нагнетательной скважине.

Технология применения парогравитационного дренажа. Чаще всего на месторождениях ВВН используют тепловые методы добычи. ПГД является одним из наиболее перспективных и эффективных методов разработки таких месторождений, и характеризуется достаточно высоким конечным КИН. Этот метод основан на бурении двух горизонтальных



скважин, которые располагаются параллельно друг над другом. Верхняя скважина является нагнетательной, через нее осуществляется закачка пара в пласт, а нижняя – добывающей, с ее помощью ведется добыча флюида. Суть метода заключается в закачке пара, который продвигается по пласту, образуя паровую камеру, и прогревает его. В результате чего изменяется вязкость и подвижность нефти, и под действием силы тяжести она начинает стекать к забою добывающей скважины.

Но несмотря на все преимущества данного метода, он сопровождается и недостатками. На начальной стадии закачка пара осуществляется в обе скважины, для формирования паровой камеры, и может занимать до нескольких месяцев. В это время не осуществляется добыча нефти, что влечет долгий выход на установившийся режим работы и большие затраты на парогенерацию. С целью решения этих проблем предлагается использования метода ГДРП в нагнетательной скважине.

Технология применения газодинамического разрыва пласта. Технология ГДРП применяется для воздействия на призабойную зону скважины с целью создания дополнительных трещин в пласте и вследствие улучшения ее фильтрационных характеристик. Суть технологии заключается в использовании твердотопливных генераторов давления на основе высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС). В области воздействия на продуктивный пласт создаются волны высокого давления за счет экзотермической и химической реакции на основе горюче-окислительной смеси (ГОС). В результате в пласте образуется новая система трещин, полученная благодаря высокому давлению, превышающему горное давление. Оно создается выделением большого объема газообразных продуктов, формирующихся при реакции разложения состава ГОС.

Комбинирование технологий парогравитационного дренажа и газодинамического разрыва пласта. Применение ГДРП в нагнетательной скважине технологии ПГД на этапе подготовки скважины к эксплуатации приведет к улучшению приемистости за счет создания новых трещин в пласте. Также это позволит ускорить интенсивность закачки пара и быстрее прогреть пласт благодаря увеличению площади контакта и глубины обработки. Помимо этого, проведение ГДРП сопровождается выделением большого количества тепла, в результате химической реакции между компонентами смеси ГОС. Продуктами этих реакций являются газы с высокими температурами, которые позволяют предварительно прогреть пласт до начала закачки пара в нагнетательную скважину. Этот прогрев носит кратковременный характер и не оказывает сильного значения на пласт, а лишь прогревает новообразовавшиеся трещины и способствует снижению вязкости нефти в этих трещинах, что может потенциально улучшить проникновение пара в пласт при дальнейшей его закачке в технологи ПГД. Предварительное проведение ГДРП способствует более равномерному продвижению паровой камеры и, как следствие, более равномерному прогреву пласта. Все вышеперечисленное влияет на паронефтяное отношение, которое является важным показателем при использовании тепловых методов, и приводит к его снижению за счет более эффективного распределения тепла в пласте, что в конечном итоге повышает экономическую эффективность разработки месторождения.

Описание объекта, рассматриваемого для внедрения комбинированного термодинамического воздействия. В качестве объекта, рассматриваемого для внедрения данной термодинамической технологии, рассматривается карбонатный пласт А-3 московского яруса нефтяного месторождение Самарской области. Данное месторождение расположено на севере Самарской области, залегает на глубине порядка 821 м, нефть пласта А-3 относится к битуминозным с плотностью $0,931 \text{ г/см}^3$, к сверхвязким – с динамической вязкостью $262,55 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Расчёт протяжённости искусственной трещины при проведении газодинамического разрыва пласта. Сущность метода ГДРП заключается в образовании системы новых искусственных трещин в пласте. Поэтому одной из основных задач является



прогнозирование размера получаемых трещин, учитывающее технологические и геологические параметры.

Создание и увеличение трещин при ГДРП осуществляется за счет продавливания в нефтеносный пласт газированной скважинной жидкости, которая не сопровождается дальнейшей закачкой в пласт проппанта с целью закрепления образовавшихся трещин. В результате происходит изменение упругих свойств горной породы, в которой образуется проточная трещина, не подвергающаяся полному смыканию, после снятия на грузки на породу.

Рассмотрение геомеханической модели образования трещин при ГДРП, с математической точки зрения, основано на модели создания трещин при ГРП.

Физико-математическая модель процессов, происходящих в пласте при ГДРП рассматривается на модели Христиановича-Гиртсма-де Клерка (KGD), которая представлена на рисунке 1.

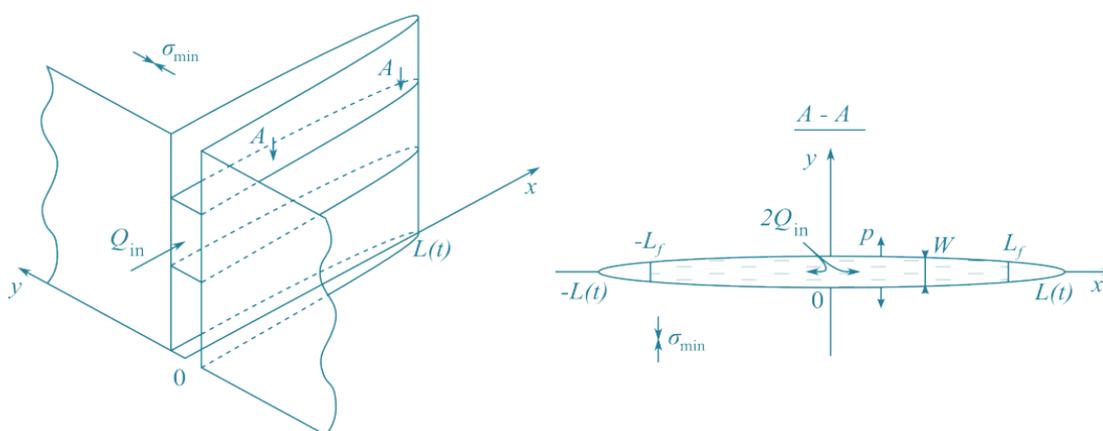


Рисунок 1 – Геометрическая концепция KGD-модели

KGD-модель является одномерной и учитывает величину трещиностойкости породы.

Описание течения смеси газодинамического разрыва в трещине моделируется в одномерном приближении.

Область движения смеси ограничена интервалом от точки инициирования до фронта смеси $L_f(t)$, положение которого в различных моделях может либо совпадать, либо не совпадать с концом трещины $L(t)$. Несовпадения фронта газового потока с концом трещины представляет собой важный аспект механики ГДРП. Специальные исследования демонстрируют, что данный эффект оказывает заметное влияние на раскрытие трещины только в ее окончании и при ее значительных длинах L .

Для определения максимального раскрытия вертикальной остаточной трещины, или её ширины вблизи скважины, существует зависимость [9]:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu_2^2) \left(1 - \frac{E_1}{E_2}\right) \cdot P \cdot l_2}{\pi \cdot E_2} \cdot 2 \cos 2\theta_0 \cdot \ln \frac{1 + \operatorname{tg} \theta_0}{1 - \operatorname{tg} \theta_0} \quad (1)$$

Ширина остаточной трещины на некотором расстоянии от стенки скважины определяется из соотношения:

$$W(x) = \frac{(\chi_1 + 1) \cdot (\xi_2 - 1) \cdot P \cdot l_2}{2\pi \cdot \mu_2} \cdot \left[\cos 2\theta \cdot \ln \frac{\sin 2(\theta + \theta_0)}{\sin 2(\theta - \theta_0)} + \cos 2\theta_0 \cdot \ln \frac{\operatorname{tg}(\theta + \theta_0)}{\operatorname{tg}(\theta - \theta_0)} \right] \quad (2)$$

Отношение длины остаточной трещины l_2 к длине первоначальной трещины l_1 определяется следующим образом:



$$\frac{l_2}{l_1} = \frac{\sin\left(\frac{\pi \cdot P_{\text{бок}}}{2 \cdot P}\right)}{\sin\left(\frac{\pi \cdot P_{\text{бок}}}{2 \cdot P \left(1 - E_1/E_2\right)}\right)} \quad (3)$$

В выражениях (1) – (3):

$$\theta_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{бок}}}{P}\right) \cdot \frac{1}{1 - E_1/E_2}$$

$$\theta = \frac{1}{2} \arccos \frac{x}{l_2}$$

$$\chi_1 = 3 - 4 \cdot \nu_1; \chi_2 = 3 - 4 \cdot \nu_2;$$

$$\mu_1 = \frac{E_1}{2 \cdot (1 - \nu_1)}; \mu_2 = \frac{E_2}{2 \cdot (1 - \nu_2)};$$

$$\xi_2 = \frac{\mu_2 \cdot \chi_1}{\mu_1 \cdot \chi_2},$$

где $P_{\text{бок}}$ – боковое (горизонтальное) горное давление, Па; P – давление, создаваемое генератором, Па; E_1 и E_2 – модули Юнга породы до и после воздействия соответственно, Па; ν_1 и ν_2 – коэффициент Пуассона породы до и после воздействия.

Для пласта, залегающего на глубине 821 м, расчётное вертикальное горное давление составляет 20,1 МПа (при средней плотности пород, расположенных выше по разрезу, 2500 кг/м³). Боковое горное давление, если допустить, что коэффициент Пуассона до ГДРП равен 0,25, составляет 6,7 МПа.

Первичная трещина l_1 создается при нагрузке во всей области с модулем Юнга E_1 , а остаточная трещина l_2 – при разгрузке и с модулем Юнга E_2 . В связи с чем после снятия нагрузки трещина до конца не сомкнется, и образуется остаточная трещина от ГДРП.

Рабочим агентом, который расклинивает стенки трещины после инициирования ГДРП, является скважинная газированная жидкость. Поэтому расчет длины остаточной трещины l_2 производится по формуле:

$$l_2 = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} \cdot E_2}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_c - P_{\text{бок}})}} \quad (4)$$

Основные параметры: первоначальная длина трещины, остаточная длина трещины и ширина остаточной трещины, рассчитаны для толщины пласта, которая изменяется от 4 до 10 метров и для варьируемого давления ГДРП. Результаты расчёта приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчёта геометрических параметров трещины ГДРП

Толщина пласта, м	Остаточная длина трещины l_2 , м	Первоначальная длина трещины при давлении 100 МПа l_1 , м	Первоначальная длина трещины при давлении 42,5 МПа l_1 , м	Ширина остаточной трещины при давлении 100 МПа w_2 , мм	Ширина остаточной трещины при давлении 42,5 МПа w_2 , мм
2	55,1	109,5	106,8	13,4	9,5
4	38,9	77,5	75,5	7,6	6,5
6	31,8	63,2	61,6	5,8	4,7
8	27,5	54,8	53,4	3,3	2,5
10	24,6	49,0	47,8	2,3	1,4



Ширина образующейся трещины зависит от давления, которое создает газогенерирующее устройство. При уменьшении давления со 100 МПа до 42,5 МПа, происходит уменьшение ширины трещины в 1,4 раза.

Остаточная длина трещина, которая остается после ГДРП, в 1,9 раза меньше первоначально полученной трещины.

Расчёт радиуса прогрева пласта и дебита нефти при проведении парогравитационного дренажа. Основной задачей при проектировании ПГД является увеличение подвижности нефти. Изменение подвижности достигается путем уменьшения вязкости флюида за счет увеличения температуры пласта. Результатом этого процесса является увеличение дебита добывающей скважины, который поддерживается за счет постоянной закачки пара. Также важным параметром является радиус и площадь прогрева пласта, так как он показывает границы, в пределах которых будет изменяться вязкость нефти.

Условия для расчета радиуса прогрева пласта: толщина пласта – 9 м, температура – 20 °С, температура нагрева – 200 °С, температура пара – 300 °С, расход пара – 200 т/сут, источник теплового воздействия – прямоточный парогенератор. Исходные данные для расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Исходные данные для расчетов

Исходные данные	Значение	Единицы измерения
Толщина пласта	8,7	м
Температура пласта	20	°С
Пористость пласта	0,16	доли ед.
Проницаемость пласта	0,264	мкм ²
Теплоемкость породы	1,1	кДж/ (кг·°С)
Теплопроводность породы	2	Дж/ (м·с·°С)
Температура пара	300	°С
Теплота парообразования	16,8·10 ⁵	Дж/кг
Теплоёмкость скелета пласта	800	Дж/ (кг·°С)
Плотность скелета пласта	2500	кг/м ³
Расход пара	200	т/сут
Давление на контуре питания	5,5·10 ⁵	Па
Давление на забое	2,3·10 ⁵	Па
Радиус контура питания	250	м
Радиус скважины	0,075	м
Степень сухости пара	0,7	доли ед.
Теплосодержание пара при температуре на входе в пласт	43,3·10 ⁵	Дж/кг

Зависимость вязкости нефти от температуры представлена в таблице 3.

Таблица 3

Экспериментальная зависимость вязкости нефти от температуры

T, °С	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120	150	200
μ_n , мПа*с	262,55	233	160	119	90	70	51	36	25	13,4	6,2	2,3

Перед началом добычи нефти, закачка пара осуществляется и в добывающую, и в нагнетательную скважины, для предварительного прогрева пласта. Что позволяет более



эффективно воздействовать на пласт и увеличить радиус его прогрева. Также за счет предварительно проведенного ГДРП в нагнетательной скважине, при котором образовались новые трещины длиной от 24,6 до 55,1 м, происходит значительное увеличение радиуса прогретой зоны пласта.

Расчет радиуса прогретой зоны и теплосодержание пласта в зоне пара вычисляется из уравнения теплового баланса:

$$q_n \cdot C_r \cdot t = \pi \cdot R^2 \cdot h \cdot C'_n, \quad (5)$$

$$C'_n = m \cdot C_r \cdot \rho_n + (1 - m) \cdot C_{СК} \cdot \rho_{СК} \cdot (T_n - T_0), \quad (6)$$

$$C'_n = 0,16 \cdot 1680000 \cdot 500 + (1 - 0,16) \cdot 800 \cdot 2500 \cdot (200 - 20) = 436800000 \text{ Дж/м}^3$$

$$R_{пр} = \sqrt{\frac{q_n \cdot C_r \cdot t}{\pi \cdot h \cdot C'_n}}, \quad (7)$$

$$R_{пр} = \sqrt{\frac{2,31 \cdot 1680000 \cdot 900000}{3,14 \cdot 8,7 \cdot 436800000}} = 17,12 \text{ м}$$

Поле температуры рассчитывалось на основе уравнения теплопереноса по формуле Ловерье:

$$\frac{T(r, t) - T_H}{T_3 - T_H} = \operatorname{erfc}(x) \cdot \eta \cdot (\tau - \xi), \quad (8)$$

где

$$x = \frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_n \cdot \rho_n}{c_0 \cdot \rho_0} (\tau - \xi)}}, \quad (9)$$

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_0 \cdot r^2}{q \cdot h \cdot c_r \cdot \rho_r}, \quad (10)$$

$$\tau = \frac{4 \cdot t \cdot \lambda_n}{h^2 \cdot c_n \cdot \rho_n} \quad (11)$$

Результаты расчёта распределения теплового поля при длительности закачки пара два и двенадцать месяцев представлены на рисунке 2.

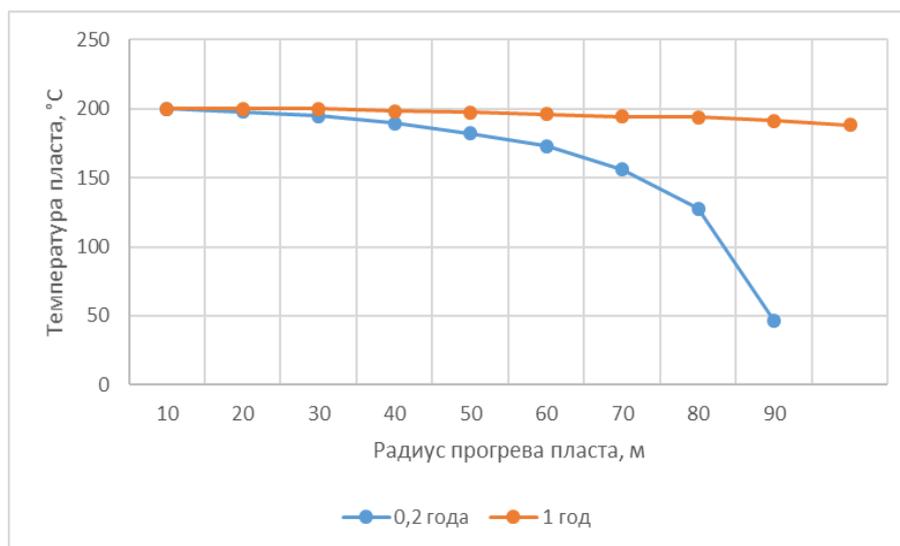


Рисунок 2 – Распределение теплового поля в продуктивном пласте



Площадь прогретой зоны рассчитывается по следующей формуле:

$$A(t_{\text{зак}}) = \frac{H_0 \cdot h}{4 \cdot \lambda_n \cdot (T_{\text{п}} - T_0)} \cdot \left[e^{r^2} \cdot \operatorname{erfc}(\tau) + \frac{2\tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right], \quad (12)$$

где

$$H_0 = q_n \cdot (C_r \cdot x_r + i_{\text{п}} - C_{\text{п}} \cdot T_0), \quad (13)$$

$$\tau = \frac{2 \cdot \lambda_n}{c_n \cdot \rho_n \cdot h \cdot \sqrt{a_r}} \cdot t_{\text{зак}} \quad (14)$$

Для определения тепловой эффективности процесса используется формула:

$$\eta_{\text{т}} = \frac{A(t_{\text{зак}}) \cdot h \cdot C'_{\text{п}}}{H_0 \cdot t_{\text{зак}}} \quad (15)$$

Результаты расчета приведены на рисунке 3.

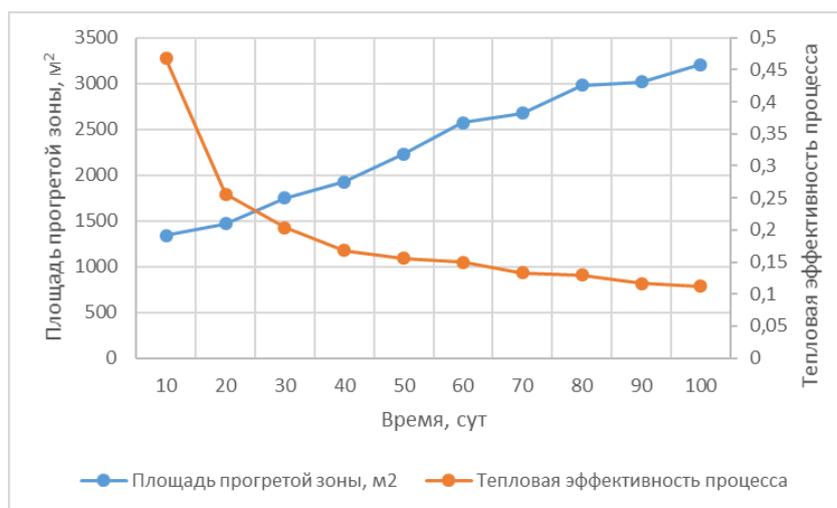


Рисунок 3 – График зависимости площади прогретой зоны и тепловой эффективности процесса от времени прогрева пласта

Согласно расчетам, при первоначальном прогреве пласта, который длится два месяца, радиус прогрева пласта до 200 °С составляет 30 м. При дальнейшем воздействии, через год после начала закачки, радиус пласта, прогретого до 200°С достигает 90 м.

Базовый дебит для горизонтальной скважины рассчитывается по формуле Ю.Т. Борисова:

$$q_{\text{баз}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c)}{\mu(T_0) \cdot \left(\ln\left(\frac{4 \cdot R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_c}\right) \right)}, \quad (8)$$

$$q_{\text{баз}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2,64 \cdot 10^{-13} \cdot 8,7 \cdot (5,5 \cdot 10^6 - 2,3 \cdot 10^6)}{0,26255 \cdot \left(\ln\left(\frac{4 \cdot 250}{800}\right) + \frac{8,7}{800} \cdot \ln\left(\frac{8,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,075}\right) \right)} \cdot 86400 = 59,59 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

Дебит после закачки пара:



$$q_{\text{ПГД}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left(\mu(T_n) \cdot \left(\ln \left(\frac{4 \cdot R_{\text{пр}}}{L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_c} \right) \right) \right) + (P_k - P_c)}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,64 \cdot 10^{-13} \cdot 8,7} + \frac{\left(\mu(T_0) \cdot \left(\ln \left(\frac{4 \cdot R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot R_{\text{пр}}} \right) \right) \right)}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,64 \cdot 10^{-13} \cdot 8,7} \quad (9)$$
$$q_{\text{ПГД}} = \frac{\left(0,002 \cdot \left(\ln \left(\frac{4 \cdot 17,12}{800} \right) + \frac{8,7}{800} \cdot \ln \left(\frac{8,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,075} \right) \right) \right) + (5,5 \cdot 10^6 - 2,3 \cdot 10^6)}{\left(0,26255 \cdot \left(\ln \left(\frac{4 \cdot 250}{800} \right) + \frac{8,7}{800} \cdot \ln \left(\frac{8,7}{2 \cdot 3,14 \cdot 17,12} \right) \right) \right)} \cdot 86400 = 87,02 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

После закачки пара наблюдается увеличения дебита скважины в 1,5 раз, что свидетельствуют о эффективности данной технологии.

Не очень большое увеличение дебита и резкое снижение тепловой эффективности процесса, может свидетельствовать о необходимости использования термостойких НКТ, для более продолжительного сохранения температуры закачиваемого пара. Также в расчете дебита учитывается только изменение вязкости, без учета физико-химических и гидродинамических процессов, происходящих в пласте, что говорит об оценочном характере изменения дебита. Для более точно прогноза изменения дебита необходимо использовать модели, учитывающие тепломассоперенос и многофазную фильтрацию.

Заключение. Проведенный анализ подтверждает перспективность данной комбинированной технологии. За счет предварительного проведения технологии ГДРП на основе ГОС в нагнетательной скважине создается множество трещин, которые создают ряд положительных эффектов, повышающих эффективность ПГД. Соединение этих технологий ведет к увеличению КИН и улучшению экономических показателей разработки нефтяных месторождений.

Список литературы:

1. Гомес Антониу Шикуну Суами, Машкареньяш Да Силва Грасиаш Алсидиу, Щерба В.А., Воробьев К.А. Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти // Вестник Евразийской науки, 2021 №3.
2. Меркулов А.А. Газодинамический разрыв пласта: аппаратура, технологии, цели / Меркулов А.А., Дуванов А.В., Швец В.С., Кодолов В.В, Потапов М.Г. // Бурение и нефть. – 2007. – №7/8. – С. 54-56.
3. Гайворонский И.Н., Меркулов А.А., Ликуттов А.Ю. Современные технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов // Бурение и нефть. – 2016.
4. Патент ЕА029006В1. Евразийское патентное ведомство, МПК Е21В 43/24, Е21В 43/26, Е21В 43/30. Способ инициирования парогравитационного дренажа: № 201490962: заявл. 11.15.2018; опубл. 30.10.2014 / Шнейдер Фред, Куран Грег, Тессье Линн П. – 15 с.
5. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2019. – 484 с.
6. Ганиева Т.Ф., Половняк В.К. Высоковязкие нефти, природные битумы и битумоносные породы: учебное пособие / Т.Ф. Ганиева, В.К. Половняк; М-во образ. и науки Р.Ф., Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: КНИТУ, 2012. – 105 с.



7. Вяткин А.С. Обзор внедрения технологии парогравитационного способа добычи нефти / А. С. Вяткин. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2017. – № 4 (138). – С. 13-15.

8. Меркулов А.А. Научные основы создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием энергии взрыва. – автореф. дис. на соиск. учен. степ. док. тех. наук: 25.00.17 – М.: ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». – 2016. – 47 с.

9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра. – 1983. – с. 455.

10. Губанов С.И. Метод оценки остаточных запасов высоковязкой нефти с последующим вовлечением их в разработку скважинами с дуальной системой стволов / Губанов С.И., Силантьева А.М., Ольховская В.А.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 5 (377). С. 40-48.

