

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-3-11

Научная статья

EDN: BTYGRA

ВЛИЯНИЕ НЕОБРАТИМЫХ ДЕФОРМАЦИЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

**А.Х. ШАХВЕРДИЕВ,
Д.И. НИКОРА**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

В статье исследуется влияние обратимых и необратимых деформаций горных пород на показатели разработки нефтяных месторождений, в том числе на результативность операции гидроразрыва пласта (ГРП). Анализируются различные модели изменения фильтрационно-ёмкостных свойств пород под воздействием перепада давления, включая линейные, экспоненциальные и степенные зависимости. Особое внимание уделяется учёту упругих, пластических и упругопластических деформаций при моделировании гидроразрыва пласта, что позволяет рассчитать более точные прогнозы геометрии трещины, ожидаемые дебиты скважин и в целом оценить эффективность воздействия на объекты разработки. Рассматриваются математические модели ГРП различной степени сложности – от аналитических моделей Христиановича – Гиртсма – де Клерка (KGD), Перкинса – Керна – Нордгрена (PKN) до трехмерных численных моделей Full3D. Проводится сравнительный анализ методов расчёта дебита горизонтальных скважин с учетом анизотропии проницаемости и частично необратимых изменений свойств пласта до и после воздействия ГРП. Демонстрируется необходимость учёта необратимых изменений для повышения достоверности прогнозов дебита скважин и эффективности мер по увеличению нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, необратимые деформации, нефтеотдача залежей, трещиноватая среда, дебит горизонтальной скважины

Original article

THE EFFECT OF IRREVERSIBLE DEFORMATIONS ON THE RESULTS OF HYDRAULIC FRACTURING

**A.KH. SHAKHVERDIEV,
D.I. NIKORA**RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

The article examines the impact of reversible and irreversible deformations of rocks on the development of oil fields, including the effectiveness of hydraulic fracturing (FRACKING). Various models of changes in filtration and reservoir properties of rocks under the influence of pressure drop are analyzed, including linear, exponential, and power-law dependences. Special attention is paid to the consideration of elastic, plastic and elastoplastic deformations in hydraulic fracturing modeling, which makes it possible to calculate more accurate forecasts of fracture geometry, expected flow rates of wells and generally assess the effectiveness of impacts on development facilities. Mathematical models of hydraulic fracturing of varying degrees of complexity are considered, from the analytical models of Khristianovich–Geertsma–de Klerk (KGD), Perkins–Kern–Nordgren (PKN) to three-dimensional numerical models of Full3D. A comparative analysis of methods for calculating the flow rate of horizontal wells is carried out, taking into account the anisotropy of permeability and partially irreversible changes in reservoir properties before and after hydraulic fracturing. The necessity of taking into account irreversible changes is demonstrated in order to increase the reliability of well flow rate forecasts and the effectiveness of measures to increase oil recovery.

KEY WORDS: hydraulic fracturing, irreversible deformations, oil recovery, fractured environment, horizontal well flow rate

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность решения проблем с трудноизвлекаемыми запасами низкопроницаемых коллекторов только набирает обороты. Попытки решить пробле-

му с помощью гидроразрыва пласта (ГРП), создавая разного характера сети искусственных трещин, ставят новые задачи, связанные с необратимыми изменениями фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) коллекторов. Оценка влияния необратимых изменений ФЕС пород-коллекторов имеет критически важное значение как для разработки месторождений нефти и

газа в целом, так и при применении методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи, включая гидроразрыв пласта. Высокие перепады давления при «нагрузке и разгрузке» коллекторов в процессе разработки и гидроразрыва пласта вызывают смещение частиц породы, что приводит к закупорке пор, консолидации глинистых включений, замыканию естественных и искусственных трещин, вследствие чего происходит снижение пористости и проницаемости коллекторов. В крайних случаях может произойти облитерация – поры могут полностью схлопнуться, сделав породу предельно низкопроницаемой. Подобные изменения пористости и проницаемости, вызванные процессами «нагрузки–разгрузки» пласта, могут быть не только обратимыми, но и оставаться необратимыми, демонстрируя гистерезис пористости и проницаемости в зависимости от истории нагружения. К необратимым изменениям фильтрационно-емкостных свойств относятся снижение проницаемости и пористости под действием перепада давления. Важность учета необратимых изменений обусловлена рисками недостижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) залежи, а также рисками значительных отклонений фактических дебитов от прогнозных, что зачастую наблюдается в практике ГРП.

Для описания влияния перепада давления в режиме «нагрузка-разгрузка» на пористость и проницаемость используются результаты как линейных, так и нелинейных экспериментальных и теоретических моделей.

Обратимые и необратимые изменения коэффициентов проницаемости и пористости находят подтверждение в многочисленных теоретических [1, 2, 5–7, 9, 13–23] и экспериментальных исследованиях [4, 10, 11, 24, 27].

Для описания изменений используют следующие модели:

Линейные модели. Обычно применяются для описания небольших изменений проницаемости в ограни-

ченном диапазоне давлений, где зависимость близка к линейной. Часто используются для упрощенного моделирования или на начальных этапах разработки, когда данных недостаточно для более сложных моделей.

Экспоненциальные модели. Подходят для описания значительного снижения проницаемости при увеличении давления, что часто наблюдается в слабоцементированных или трещиноватых породах. Экспоненциальная зависимость может хорошо отражать закрытие трещин или уплотнение породы под действием давления.

Степенные модели. Часто используются для описания изменения проницаемости в более широком диапазоне давлений и могут учитывать как упругие, так и пластические деформации породы при очень высоких давлениях.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ЗАДАЧИ

Так, в Dong J. et al. [24] исследователи измеряли проницаемость и пористость осадочных пород в зависимости от давления. Эксперименты проводились путем увеличения, а затем уменьшения давления на образцы песчаника и сланцевой породы. Проницаемость песчаника менялась незначительно, в то время как проницаемость сланцевой породы оказалась гораздо более чувствительной к давлению из-за наличия микротрещин (рис. 1). Пористость же песчаника и сланца изменялась под давлением примерно одинаково. Подобные явления наблюдаются в породах с большим количеством глинистых включений. Авторы пришли к выводу, что степенная зависимость, а не экспоненциальная, лучше описывает полученные данные. Кроме того, часть изменений проницаемости и пористости, наблюдаемых при увеличении давления, оказалась частично или полностью необратимой при его снижении.

Петраков Д.Г. и др. [11] в лабораторных условиях изучали влияние изменения давления на проницае-

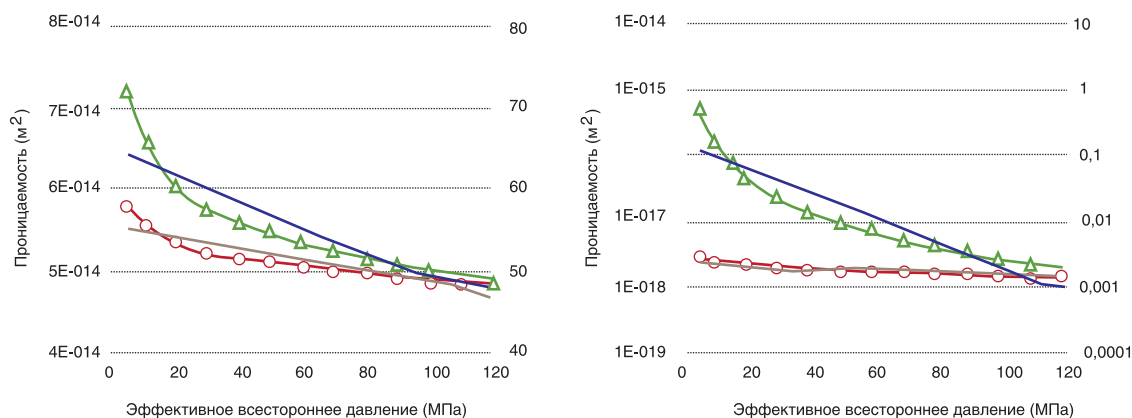


РИС. 1.
Кривые «нагрузки-разгрузки» песчаника и сланцевой породы [24]

мость песчаника и определили эмпирические коэффициенты, связывающие проницаемость и давление. Обнаружено, что в результате изменения давления в режиме «нагрузка–разгрузка» проницаемость снижается необратимо, особенно в среднезернистых песчаниках.

Kozhevnikov E.V. и др. [27] проанализировали существующие методы описания процесса снижения проницаемости с ростом изменения давления и на основе лабораторных и промысловых данных показали, что изменение проницаемости можно описать одинаковыми экспоненциальными и степенными уравнениями независимо от типа породы.

В работе Голодковской Г.А. и др. [4] было показано, что циклическая «нагрузка и разгрузка» в песчано-алевритовых породах при длительной эксплуатации подземных хранилищ газа может существенно уменьшить емкостно-фильтрационные параметры резервуаров, создаваемых в отработанных газоконденсатных месторождениях. Лабораторные исследования на модельных образцах, отвечающих по составу, пористости и прочности полевошпатовым песчаникам, подтвердили, что при реально существующих в подземных резервуарах пластовых давлениях происходит значительное уменьшение их пористости. Испытания, проведенные на песках, в условиях, близких к эксплуатационным, также показали, что в ходе циклически меняющегося эффективного давления происходит постепенное уменьшение их проницаемости.

Согласно работе Мищенко И.Т. и др. [10] в низкопроницаемых и слабосцементированных коллекторах Западной Сибири воздействие эффективного давления вызывает квазипластические деформации, включающие упругое уплотнение, кольтатацию и облитерацию пор. Эти процессы приводят к необратимому снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), проявляющимся в гистерезисе пористости и проницаемости.

Исходя из анализа более поздних исследований в данной области, можно прийти к выводу, что имеет место различие в оценке эффективности методов описания зависимости пористости и проницаемости от изменения давления, однако бесспорным является факт влияния давления на необратимые изменения ФЕС горных пород.

В данной статье подчеркивается необходимость учета упругой, пластической и упругопластической деформаций горных пород, в том числе в моделировании гидроразрыва пласта, поскольку эти эффекты могут существенно влиять на геометрию трещины, эффективность воздействия и распределение напряжений в пласте. Рассматривается влияние пластических деформаций на околотрещинную зону, а также влияние упругопластических свойств на распространение трещины, что позволяет получить более точные

прогнозы дебита скважин и оптимизировать показатели разработки.

Результаты исследований [1, 5, 9, 13, 15–19] демонстрируют, что циклические изменения давления, схематично имитирующие процессы «нагрузки–разгрузки», приводят к необратимой потере исходных значений проницаемости и пористости упругопластических горных пород (рис. 2). Это подчеркивает важность учета эффекта необратимых деформаций при прогнозировании долгосрочной продуктивности коллекторов, подвергающихся циклическим «нагрузкам–разгрузкам».

Коэффициент проницаемости и пористости в случае линейной зависимости проницаемости от давления для упругопластического режима рассчитывается по формуле:

$$k = k_0 \left\{ \frac{[1 + \alpha_{k0}(P_i - P_0)] \times \{[1 + \alpha_{k0}[1 + \eta_k(P_i - P_0)](P - P_0)]\}}{1 + \alpha_{k0} [1 + \eta_k(P_i - P_0)](P_i - P_0)} \right\} \quad (1)$$

$$m = m_0 \left\{ \frac{[1 + \alpha_{m0}(P_i - P_0)] \times \{[1 + \alpha_{m0}[1 + \eta_m(P_i - P_0)](P - P_0)]\}}{1 + \alpha_{m0} [1 + \eta_m(P_i - P_0)](P_i - P_0)} \right\}$$

где k – проницаемость, зависящая от перепада давления; k_0 – начальная проницаемость при начальном пластовом давлении; α_k – коэффициент изменения проницаемости; P_0 – начальное пластовое давление; P_i – текущее пластовое давление, η_k – коэффициент необратимого изменения проницаемости в зависимости от давления; m – пористость, зависящая от перепада давления; m_0 – начальная пористость при начальном пластовом давлении; α_m – коэффициент изменения пористости; η_m – коэффициент необратимого изменения пористости в зависимости от давления.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Оценка значимости необратимых изменений фильтрационно-емкостных свойств пород-

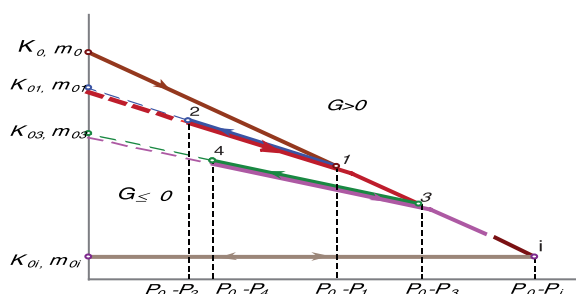


Рис. 2.

Характер изменения коэффициентов пористости и проницаемости в зависимости от изменения давления в элементе пласта, представленного упругопластическими породами [9, 13, 15–19]

коллекторов, как подчеркивалось выше, является фундаментальной для корректного прогнозирования разработки месторождений и эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, включая ГРП. Именно учет этих зависимых от давления и потенциально необратимых изменений проницаемости становится критически важным при построении математических моделей ГРП. Для адекватного моделирования процессов ГРП и прогнозирования его долгосрочного эффекта необходимо использовать модели, способные учитывать не только геометрию трещины и технологические параметры процесса, но и динамику изменения свойств пласта под воздействием перепада давления. Существующие математические модели ГРП различаются по уровню сложности и детализации описания процессов. В самом начале изучения и моделирования ГРП были разработаны аналитические модели, которые, несмотря на ряд упрощений, заложили основу для понимания ключевых механизмов развития трещины и до сих пор находят применение для экспресс-оценок и в качестве базовых элементов более сложных моделей.

Аналитические модели

1. Модель Христиановича – Гиртсма – де Клерка (KGD). Предсказания модели KGD являются физически достоверными в случае, когда высота трещины много больше ее длины, это выполняется в самом начале роста трещины от интервала перфорации [8].

2. Модель Перкинса – Керна – Нордгрена (PKN). Модель описывает течение жидкости в трещине эллиптического сечения, рост трещины в длину и ее раскрытие с учетом эффекта утечек. Трещина считается фиксированной по высоте [8].

3. Модель радиальной трещины. Радиальная модель описывает рост трещины ГРП в случае отсутствия контраста горных напряжений в плоскости трещины. На практике такое происходит при образовании трещины ГРП на малых глубинах, когда вертикальное составляющее тензора напряжений меньше горизонтальных составляющих. Трещина при этом развивается в горизонтальной плоскости, и горное давление, действующее на трещину, можно считать однородным. Радиальная модель также может использоваться для описания эволюции трещины в начальный момент времени при ее инициализации из точечной перфорации [8].

Псевдотрехмерные модели (Pseudo3D, Planar3D)

Модели Pseudo3D можно разделить на два типа: параметрические (Lumped-P3D) и кусочно заданные (Cell-based-P3D). В первой трещина описывается двумя сочлененными эллипсоидами, а во второй – на-

бором связанных ячеек, каждая из которых характеризуется раскрытием. Все модели класса Pseudo3D отличает то, что они основаны на разбиении расчетной области на элементы, в пределах которых происходит решение аналитической модели, а между собой элементы связаны уравнением баланса массы [8].

Отличием Planar3D модели от Pseudo3D является то, что она подразумевает решение трехмерной геомеханической задачи нахождения реакции среды на трещину и решения двумерного уравнения течения жидкости в трещине. При таком подходе отсутствует какое-либо выделенное направление, вдоль которого решаются упрощенные уравнения, как вертикальное направление в Pseudo3D модели. Planar3D модели считаются очень точными, но они требовательны к вычислительным ресурсам [8].

Трехмерные модели (Full3D)

В полностью трехмерных (Full3D) моделях отсутствуют ограничения на геометрию трещины, что делает их наиболее физически достоверными. Однако высокие вычислительные затраты ограничивают использование подобных моделей в производственной инженерной практике. Как правило, данные модели используются преимущественно для теоретических научно-исследовательских целей [8].

Большой интерес вызывает симуляторы гидродинамические и ГРП. Для практического применения и инженерного анализа процессов гидроразрыва пласта в нефтегазовой отрасли существует широкий спектр гидродинамических симуляторов и симуляторов гидроразрыва пласта, которые используют различные подходы и модели развития трещин.

Сравнение симуляторов ГРП по типу используемых моделей представлено в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1.

Сравнение симуляторов ГРП

Планарная трехмерная Planar3D (PL3D)		РН-ГРИД
		Kinetix
		StimPlan
		GOHFER
		Симулятор трещин ГРП tNavigator
Псевдотрехмерные Pseudo3D (P3D)	Lumped (LP)	MFrac
		FRACPRO
	Cell-based (CB)	FracCADE
		StimPlan

Планарная трехмерная PL3D (РН-ГРИД, симулятор трещин ГРП tNavigator) модель обеспечивает более детальное и реалистичное представление процессов, но требует больших вычислительных ресурсов и данных в отличие от Р3D модели, предлагающей упрощенный, но более быстрый и менее требовательный к ресурсам подход.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Необходимо установить количественную оценку дебитов скважин от обратимых, необратимых и частично необратимых изменений проницаемости в зависимости перепада давления в различных условиях применения технологии ГРП.

Расчету дебита горизонтальных скважин посвящены многочисленные исследования, результатами которых стали различные аналитические методики и эмпирические формулы. Каждый из предложенных подходов имеет свои особенности и области применения.

Дебит горизонтальной скважины согласно исследованиям [3]:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (2)$$

где q – дебит жидкости ($\text{м}^3/\text{сут}$); k – проницаемость пласта (в мД или Дарси); h – толщина продуктивного пласта (м); μ – вязкость жидкости (сПз); P_k – пластовое давление (Па); P_c – давление на забое скважины (Па); R_k – радиус контура питания (м); L – длина горизонтального ствола (м); r_c – радиус скважины (м).

Формула предполагает радиальное течение флюида в горизонтальной плоскости и линейное течение в вертикальной плоскости. Она может быть менее точной для сложных геометрий пласта или при наличии анизотропии проницаемости.

Формула дебита горизонтальной скважины представлена в работе Giger F.M., Reiss L.H., Jourdan A.P. [25]:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - (\frac{L}{2R_k})^2}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}} \quad (3)$$

Формула (3) лучше учитывает влияние длины горизонтального ствола относительно радиуса контура питания (L/R_k) на характер течения.

В работе Joshi S.D. [26] была предложена формула определения дебита горизонтальной скважины, учитывающая анизотропию пласта по проницаемости:

$$q = \frac{2\pi k_r h}{\mu} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_c}} \quad (4)$$

Где большая полуось эллипса равна:

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Анизотропия учитывается при помощи следующего параметра:

$$\beta = \sqrt{\frac{k_r}{k_v}}$$

где k_r – радиальная проницаемость; k_v – вертикальная проницаемость.

Формула (4) лучше учитывает эллиптическую форму области дренирования, которая более реалистична для горизонтальных скважин, чем чисто радиальная форма. Это делает ее более точной, особенно для скважин с большой длиной горизонтального ствола и в условиях ограниченного контура питания.

В работе Чарного И.А. [12] предложена следующая формула для условия, когда горизонтальный ствол скважины расположен симметрично контуру питания:

$$Q = \frac{2\pi kh (P_k - P_c)}{\mu \left[\frac{2\pi H}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]} \quad (5)$$

Таблица 2 демонстрирует сравнение прогнозных дебитов жидкости для двух горизонтальных скважин, полученных с использованием вышеуказанных моделей [3, 25, 26, 12], а также прогноз дебита после гидро разрыва пласта (ГРП), рассчитанный в программном комплексе РН-ГРИД.

Исходные данные, использованные для расчетов дебитов скважин, представлены в таблице 3. При этом в таблице заданы количественные изменения проницаемости – обратимые и частично необратимые.

ТАБЛИЦА 2.

Результаты расчета дебита горизонтальных скважин различными методами

Q, м³/сут	Чарный И.А.	Giger	Joshi	Ю.Т. Борисова и В.П. Табакова	Ожидаемый дебит жидкости по результатам ГРП (рассчитанный в РН-ГРИД)
1 скважина	361	539	1114	513	76
2 скважина	203	301	624	287	81

ТАБЛИЦА 3.

Параметры для расчета дебитов скважин

Параметр		Исходные данные (1 скв.)	Исходные данные (2 скв.)
k_0	Проницаемость без учёта необратимых деформаций, m^2	8,364E-15	1,173E-14
k_r	Проницаемость горизонтальная, m^2	1,6728E-14	2,346E-14
k_v	Проницаемость вертикальная, m^2	4,182E-15	5,865E-15
β	Коэффициент анизотропии	2	2
a	Большая полуось эллипса	601	611
L	Длина горизонтального участка, м	100	100
H	Расстояние от скважины до границы пласта, м	2	2
h	Толщина пласта, м	6	6
r_c	Радиус скважины, м	0,068	0,068
R_k	Радиус контура, м	600	610
P_c	Забойное давление, Па	10 132 500	10 132 500
P_k	Пластовое давление, Па	22 696 800	19 961 025
P_0	Начальное пластовое давление, Па	26 648 475	26 648 475
$P_k - P_0$	Разница между начальным и текущим пластовым давлением, Па	3 951 675	6 687 450
μ	Динамическая вязкость, $Pa \cdot c$	0,0002	0,00039
a_{k0}	Коэффициент изменения проницаемости	5,06114E-08	2,99068E-08
η_k	Коэффициент необратимого изменения проницаемости в зависимости от давления	2,53057E-07	1,49534E-07
k	Проницаемость с учётом необратимых деформаций, m^2	6,6912E-15	9,384E-15

МОДИФИКАЦИЯ УРАВНЕНИЯ И.А. ЧАРНОГО С УЧЕТОМ НЕОБРАТИМЫХ ДЕФОРМАЦИЙ

Результаты сравнения расчетных значений с ожидаемыми дебитами, полученными с помощью программного комплекса РН-ГРИД, показали, что формула Чарного дала наиболее близкие значения к реальным данным. Однако, несмотря на то что формула Чарного показала лучшую согласованность с результатами численного моделирования, она все еще несколько завышает прогнозные дебиты по сравнению с фактическими значениями. Это может быть связано с тем, что традиционная формула Чарного не учитывает необратимые деформации горных пород, которые возникают в результате изменения давления в пласте и могут значительно снижать проницаемость.

В процессе эксплуатации скважины давление в пласте снижается, что приводит к уменьшению проницаемости. Это явление особенно актуально для упругопластических пород, где наблюдается как обратимое, так и необратимое изменение свойств фильтрации. Для более точного прогнозирования дебитов необходимо учесть это снижение проницаемости.

Предлагается модифицировать формулу Чарного, заменив начальную проницаемость на проницаемость, которая учитывает влияние необратимых деформаций, возникающих под действием перепада давления.

Решение уравнений (5) с подстановкой (1) позволит получить конечный результат дебита с учетом необратимых изменений проницаемости.

В качестве примера предлагается сравнение дебитов, рассчитанных с учетом и без учета обратимых и необратимых деформаций в таблице 4.

Расчеты дебита горизонтальной скважины с учетом необратимых деформаций при различных значениях коэффициентов изменения проницаемости (a_{k0}) и коэффициентов необратимого изменения проницаемости (η_k) и без учета необратимых деформаций показывают существенную разницу в оценке дебита относительно значения, рассчитанного в программном комплексе РН-ГРИД.

Из таблицы очевидно, что с ростом необратимых изменений наблюдается снижение проницаемости и, соответственно, продуктивности скважины, что в итоге приводит совпадению ожидаемого дебита, рассчитанного РН-ГРИД с дебитом, учитывающим необратимые изменения проницаемости.

ТАБЛИЦА 4.

Сравнение дебитов, рассчитанных с учетом и без учета необратимых деформаций

№	$a_{\text{ко}} 10^{-8}$	$\eta k 10^{-8}$	Проницаемость с учетом необратимых деформаций, $\text{м}^2 10^{-15}$	Дебит по И.А. Чарному (с учетом необратимых деформаций), $\text{м}^3/\text{сут}$	Дебит по И.А. Чарному (без учета необратимых деформаций), $\text{м}^3/\text{сут}$	Ожидаемый дебит жидкости по результатам ГРП (рассчитанный в РН-ГРИД), $\text{м}^3/\text{сут}$
1	13	4	4,18	180	361	76
2	15	5	3,34	144		
3	20	7	1,76	76		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Бесспорно, существенное влияние обратимых, полностью необратимых и частично необратимых изменений проницаемости и пористости на показатели разработки, в том числе на результаты ГРП.

2. Фиксирование и оценка влияния обратимых, полностью необратимых или частично необратимых изменений проницаемости при «нагрузке–разгрузке» пласта позволяет внести поправки в дизайн ГРП и получить более достоверный результат по оценке конечного значения дебита скважины, а также предложить более объективный прогноз об эффективности ГРП.

3. Учет необратимых деформаций при моделировании в современных гидродинамических симуляторах играет ключевую роль, так как позволяет значительно повысить достоверность прогнозов поведения пласта в реальных условиях эксплуатации. Включение параметров, отражающих влияние пластических деформаций породы на проницаемость, обеспечивает более точную оценку дебита скважин и эффективности применяемых технологий, таких как ГРП. Это особенно важно для долгосрочного планирования добычи, поскольку позволяет учесть накопительный эффект давления и предотвратить значительные расхождения между расчетными и фактическими данными.

ЛИТЕРАТУРА

- Абасов М.Т., Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. Определение параметров пласта при пластическом режиме фильтрации // Нефтепромысловое дело. 1981. № 5. С. 3–6.
- Баренблатт Г.И., Крылов А.П. Об упругопластическом режиме фильтрации // Механика и машиностроение. 1964. №2 С. 5–13.
- Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. М.: Изд-во Недр, 1964.
- Голодковская Г.А., Калинин И.В., Филимонов Ю.А., Хлопцов В.Г. Изменение деформационных и емкостно-фильтрационных свойств песчано-алевритовых пород при эксплуатации под-

земных хранилищ газа // Вестник Московского университета. 2008. Сер. 4. Геология. №3. С. 32–40.

- Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: «Недра», 1981. 239 с.
- Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. Исследование фильтрации реальной газированной нефти в упругопластической деформируемой среде // СНТ ВНИИ. № 68, 1979. С. 106–115.
- Горбунов А.Т., Шахвердиев А.Х. Об установлении оптимального забойного давления при упругопластическом режиме фильтрации // НТС ВНИИ 1977. №61. С. 122–129.
- Есипов Д.В., Куранак Д.С., Лапин В.Н., Черный С.Г. Математические модели гидроразрыва пласта // Вычислительные технологии. 2014. Т. 19. № 2. С. 33–61.
- Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: «Наука», 1997. 253 с.
- Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Раянов Р.Р. Низкопроницаемые коллекторы. Повышение эффективности разработки с использованием современных технологий.
- Петраков Д.Г., Пеньков Г.М., Золотухин А.Б. Экспериментальное исследование влияния горного давления на проницаемость песчаника // Записки Горного института. 2022. Т. 254. С. 244–251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24
- Чарный И.А. Подземная гидромеханика. Выпуск 3, М.: ОГИЗ. 1954.
- Шахвердиев А.Х. Расчет дебита жидкости во времени до прорыва воды и после него в круговую галерею при упругом и пластическом режимах фильтрации / Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1984. Т. 40. № 1. С. 53–61.
- Шахвердиев А.Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
- Шахвердиев А.Х. Влияние гистерезисных явлений в нефтедобыче на коэффициент извлечения

- нефти // Нефтяное хозяйство. 2024. № 6. С. 92–97.
16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Исследование процесса фильтрации жидкости в чистотрещиноватом пласте с упругопластическими породами // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1981. Т. 37. № 4. С. 96–100.
 17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Исследование фильтрации однородной жидкости в деформируемых чистотрещиноватых коллекторах // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. Серия Наук о земле. 1983. № 1. С. 80–85.
 18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Определение параметров пластов при упругопластическом режиме фильтрации // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. 1979. Т. 35. № 4. С. 93–101.
 19. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В. Негативное влияние гистерезисных явлений на процесс разработки месторождений нефти и газа // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 1. С. 1–3.
 20. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДАВЫДОВ А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
 21. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ДЕНИСОВ А.В., МАХЕЦКАЯ Э.В. Предотвращение гистерезисных явлений при фильтрации газированной нефти в пластах с необратимым характером деформаций пород на глубокозалегающих месторождениях: научная статья в сборнике конференции. В книге: Тюмень 2021 Управление недрами как кросс-функциональный процесс. Мат-лы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150060>.
 22. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э., ШАРИФУЛЛИН Ф.А. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
 23. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Способ гидроразрыва пласта. Патент на изобретение RU 2122111 C1, 20.11.1998. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997.
 24. DONG J., HSU J., WU W. ET AL. Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2010. Vol. 47. Iss. 7. P. 1141–1157. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.06.019
 25. GIGER F.M., REISS L.H., JOURDAN A.P. “The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling, SPE13024,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, 1984.
 26. JOSHI S.D. “Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells, SPE15375,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5-8 October, 1986.
 27. KOZHEVNIKOV E.V., TURBAKOV, M.S., RIABOKON, E.P., POPLYGIN V.V. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies* 2021, 14, 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>

REFERENCES

1. ABASOV M.T., GORBUNOV A.T., SHAKHVERDIEV A.KH. Determination of reservoir parameters under plastic filtration conditions. *Neftepromyslovoye delo*. 1981;(5):3–6. (In Russian).
2. BARENBLATT G.I., KRYLOV A.P. On the elastic-plastic filtration condition. *Mekhanika i mashinostroyeniye*. 1964;(2): 5–13. (In Russian).
3. BORISOV YU.P., PILATOVSKY V.P., TABAKOV V.P. Development of oil fields by horizontal and multilateral wells. Moscow: Nedra, 1964. (In Russian).
4. GOLODKOVSKAYA G.A., KALINICHENKO I.V., FILIMONOV YU.L., KHLOPTSOV V.G. Changes in deformation and capacity-filtration properties of sandy-siltstone rocks during operation of underground gas storage facilities. *Vestnik Moskovskogo universiteta*, Ser. 4. Geologiya. 2008;(3):32–40. (In Russian).
5. GORBUNOV A.T. Development of abnormal oil fields. Moscow: Nedra. 1981:239. (In Russian).
6. GORBUNOV A.T., SHAKHVERDIEV A.KH. Study of filtration of real gasified oil in elastic-plastic deformable medium. *SNT VNII*. 1979;(68):106–115. (In Russian).
7. GORBUNOV A.T., SHAKHVERDIEV A.KH. On establishing optimal bottomhole pressure in elastic-plastic filtration mode. *NTS VNII*. 1977;(61):122–129. (In Russian).
8. ESIPOV D.V., KURANAKOV D.S., LAPIN V.N., CHERNY S.G. Mathematical models of hydraulic fracturing. *Vychislitel'nyye tekhnologii*. 2014;19,(2): 33–61. (In Russian).
9. MIRZAJANZADE A.KH., SHAKHVERDIYEV A.KH. Dynamic processes in oil and gas production: systems analysis, diagnosis, forecast. Moscow: Nauka. 1997: 253. (In Russian).
10. MISHCHENKO I.T., BRAVICHEVA T.B., BRAVICHEV K.A., RAYANOV R.R. Low-permeability reservoirs. Increasing development efficiency using modern technologies. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*. 2020. (In Russian).
11. PETRAKOV D.G., PENKOV G.M., ZOLOTUKHIN A.B. Experimental study of the effect of rock pressure on sandstone permeability. *Zapiski Gornogo instituta*. 2022; 254:244–251. DOI: 10.31897/PMI.2022.24 (In Russian).
12. CHARNY I.A. Underground hydromechanics; 3, Moscow: OGIZ. 1954. (In Russian).
13. SHAKHVERDIYEV A.KH. Calculation of liquid flow rate over time before and after water breakthrough into a circular gallery under elastic and plastic filtration

- conditions. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR*. 1984; 40; (1): 53–61. (In Russian).
14. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Method for determining the technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Patent for invention RU 2149256 C1, 20.05.2000. (In Russian).
 15. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Effect of hysteresis phenomena in oil production on the oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2024; (6):92–97. (In Russian).
 16. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Study of the process of fluid filtration in a purely fractured reservoir with elastic-plastic rocks. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR*. 1981;37;(4):96–100. (In Russian).
 17. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Study of filtration of homogeneous fluid in deformable purely fractured reservoirs. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR. Series of Earth Sciences*. 1983;(1):80–85. (In Russian).
 18. **SHAKHVERDIEV A.KH.** Determination of reservoir parameters under elastic-plastic filtration conditions. *Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoy SSR*. 1979; 35; (4): 93–101. (In Russian).
 19. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V.** Negative influence of hysteresis phenomena on the process of oil and gas field development. *Vestnik RAYEN*. 2024;V;24. (1):3–1. (In Russian).
 20. **SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V.** Hard-to-recover reserves of undersaturated oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 5(9): 78–87. (In Russian).
 21. **SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., MAKHETSKAYA E.V.** Prevention of hysteresis phenomena during filtration of gassed oil in formations with irreversible rock deformations in deep-seated fields: scientific article in the conference proceedings. In the book: Tyumen 2021 Subsoil management as a cross-functional process. Proceedings of the 7th scientific and practical conference on oil and gas exploration. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150060>. (In Russian).
 22. **SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A.** Method for determining the technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2095548 C1, 10.11.1997. (In Russian).
 23. **SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH.** Method of hydraulic fracturing. Patent for invention RU 2122111 C1, 20.11.1998. (In Russian).
 24. **DONG J., HSU J., WU W. ET AL.** Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2010; 47;7:1141–1157. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2010.06.019
 25. **GIGER F.M., REISS L.H., JOURDAN A.P.** “The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling, SPE13024,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, 1984.
 26. **JOSHI S. D.** “Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells, SPE15375,” presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 5–8 October, 1986.
 27. **KOZHEVNIKOV E.V., TURBAKOV M.S., RIABOKON E.P., POPLYGIN V.V.** Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results. *Energies*. 2021, 14, 2306. <https://doi.org/10.3390/en14082306>.

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы,

д.т.н., зав. кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23,
e-mail: ah_shah@mail.ru

Никора Даниил Иванович,

аспирант Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23,
тел.: +7 (999) 679-92-56,
e-mail: daniilnikora019@gmail.com

УДК 622.276.031:550.822.3
 DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-12-23

EDN: CSXLJB

Научная статья

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Р.Р. Илъязов

ФГБОУ ВО «Российский
 государственный геологоразведочный
 университет»
 имени Серго Орджоникидзе,
 АО «Институт геологии и разработки
 горючих ископаемых», Москва,
 Российская Федерация

В статье рассматривается актуальная проблема при бурении горизонтальных скважин – наличие зоны непромера у скважинных каротажных приборов. В связи с этим высока вероятность выхода из целевого интервала при проводке горизонтальных скважин и, как следствие, уменьшение дебита. В подобных случаях возрастает важность и необходимость интерпретации газового каротажа, проводимого станцией геолого-технологических исследований. Данный метод позволяет решать целый комплекс задач, а именно: оперативное выделение в разрезе скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения.

В статье описаны примеры применения газового каротажа для оперативного определения интервалов высоковязкой нефти, разломов в интервале бурения, а также получения дополнительной информации по пластовому давлению для заканчивания горизонтальных скважин. Также приведены результаты оценки сходимости данных геоинформационных систем и газового каротажа.

Ключевые слова: газовый картаж, геолого-технологические исследования, газовая хроматография, бурение скважин

Original article

INCREASING THE INFORMATIVENESS OF LWD COMPLEX USING GAS LOGGING DATA FOR OPERATIONAL GEO-NAVIGATION WHEN DRILLING HORIZONTAL WELLS FOR OIL AND GAS

R.R. ILYAZOV

FEDERAL STATE BUDGETARY EDUCATIONAL
 INSTITUTION OF HIGHER EDUCATION
 "RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
 UNIVERSITY" NAMED AFTER SERGO
 ORDZHONIKIDZE, JSC "INSTITUTE OF
 GEOLOGY AND DEVELOPMENT OF FOSSIL
 FUELS", MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

The article considers the urgent problem when drilling horizontal wells is the presence of a non-dimensional zone in well-bore-hires. In this connection, there is a high probability of leaving the target interval when wiring horizontal wells and, as a result, a decrease in the flow rate. In such cases, the importance and need for interpretation of gas carotage, conducted by a station of geological and technological research, increases. This method allows you to solve a whole range of problems, namely: operational release in the context of wells of promising oil and gas-layers, the study of their filtration and capacitive properties and the nature of saturation.

The article describes examples of the use of gas carotage for the operational determination of high-speed oil, faults in the drilling range, as well as the receipt of additional information on reservoir pressure for the end of horizontal wells. The results of assessment of converters of these logging and gas carotage are also given.

KEY WORDS: gas logging, mud logging, gas chromatography, drilling of the wells

ВВЕДЕНИЕ

Западная Сибирь остается и будет основной нефтегазоносной провинцией России еще в течение многих десятков лет. При этом для значительного

количества нефтегазовых месторождений региона становится актуальным применение новых технологий для вовлечения в разработку ранее экономически нерентабельных категорий запасов, представленных сложными геологическими условиями залегания, в том числе низкопроницаемыми и тонкослоистыми коллекторами, водоплавающими залежами с газовыми шапками [2]. Эффективная разработка таких месторождений все больше опирается на оптимизацию сетки добывающих скважин [18, 20], бурение скважин с горизонтальным окончанием и вовлечение в разработку нетрадиционных коллекторов и ТРИЗ [14–17, 19]. Проводка подобных скважин требует оперативной геонавигации в процессе бурения, для этого необходимы точные и оперативные данные о геологическом строении вскрываемого разреза и насыщении коллектора. Поэтому наиболее востребованными и актуальными являются оперативные методы исследования скважин в процессе бурения (далее по тексту LWD – Logging While Drilling) [22].

В последние годы развитие подобных методов позволило с большой точностью получать информацию по траектории ствола скважины и вскрываемом разрезе залежи. Несмотря на все усовершенствования каротажных приборов, каротажные диаграммы и методы оценки не являются совершенными. На качество данных ГИС влияют не только технические характеристики аппаратуры, но и состояние ствола скважины: наличие или отсутствие спирализации, каверн и желобов, шламовых подушек, расслоение бурового раствора и его проникновение в пласт и другие факторы. Кроме того, бурение горизонтального участка скважины производится в относительно небольшом целевом интервале глубин, что затрудняет проведение стандартизации и нормировки данных (отсутствуют опорные пласты, каротажные диаграммы зарегистрированы только в целевом интервале) [21].

Таким образом, данные ГИС и полученная на их основе информация не обеспечивают требуемой определенности для принятия решения. Также остается нерешенной проблема наличия зоны непромера – расстояние от долота до точки записи данных регистрирующего прибора (рис. 1). В результате чего информация о типе породы и ее свойствах поступает с задержкой от 7 до 24 м (в среднем 12 м). Всегда есть вероятность того, что долото уже разбуривает породы нецелевого интервала, поскольку показания приборов каротажа еще не «дошли» до этой глубины. В итоге последующий «возврат» в целевой пласт, точнее корректировка траектории ствола скважины, влечет за собой уменьшение проходки по продуктивной части горизонтального ствола скважины и, как следствие, уменьшение продуктивности скважины (рис. 1).

Решение возникшей проблемы требует создания и привлечения инновационных технологий и методик. Следовательно, возрастает важность и необходи-

мость интерпретации газового каротажа, проводимого станцией геолого-технологических исследований (ГТИ). Газовый каротаж, проводимый при бурении нефтяных и газовых скважин, относится к прямым методам исследования скважин и, в отличие от традиционных геофизических методов (ГИС), проводится непосредственно в процессе бурения без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Метод позволяет решать целый комплекс задач, а именно: оперативное выделение в разрезе скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и характера насыщения, оценка петрофизических свойств нетрадиционных и истощенных коллекторов, а также прогнозирование и моделирование порового давления. Поэтому газовый каротаж занимает важное место среди других видов каротажа как дополнительный источник информации для геонавигации и определения границ флюидных контактов при бурении скважин [1, 4, 5, 7, 13, 30].

Также положительный опыт получен при определении интервалов высоковязкой нефти (ВВН) с помощью газового каротажа. Стандартно интервалы ВВН определяются методами ГИС, а конкретно ядерно-магнитным каротажом (ЯМК). Однако данный комплекс имеет высокую стоимость и требует дополнительной подготовки ствола скважины, что увеличивает сроки ее строительства. Именно поэтому за рубежом производились исследования по оценке возможности применения данных газового каротажа для определения интервалов ВВН с целью дополнения или замены методов ЯМК, в результате чего доказана высокая сходимость данных газового каротажа и ЯМК.

Актуальность использования газового каротажа подтверждается статистикой открытой базы научной литературы «OpenAlex», согласно которой начиная с 2003 года происходит постоянный рост числа научных публикаций по теме «mud logging», рост прерван «ковидными» 2019 и 2020 годами, после чего опять возобновился (рис. 2).

Вслед за ростом публикаций с 2005 г. происходит рост числа выданных патентов по теме «mud logging». На рисунке 3 представлена статистика выдачи по данным поисковой онлайн базы патентов «Lens.org».

В настоящей статье описаны примеры применения газового каротажа для оперативной геонавигации, а также решения нестандартных задач: определение интервалов залегания ВВН и получение дополнительной информации по пластовому давлению для заканчивания горизонтальных скважин. Также приведены результаты оценки сходимости данных ГИС и газового каротажа.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА

Изучаемые при газовом каротаже природный и попутный газы нефтяных и газовых месторождений

представляют собой в основном смесь углеводородов (УВ) с неуглеводородными газами. Включают предельные УВ типа C_nH_{2n+2} , непредельные УВ типа C_nH_{2n} и их изо соединения типа iC_nH_{2n+2} и iC_nH_{2n} . Основным компонентом природного газа является метан (C_1). Кроме того, в природных газах в незначительных, а в попутном газе в значительных количествах содержатся другие предельные компоненты УВ: этан (C_2), пропан (C_3), бутан (C_4), пентан (C_5) и гексан (C_6). Более тяжелые УВ, как правило, находятся в жидкой фазе и не анализируются при оперативной хроматографии. В состав природного и попутного газов могут входить также двуокись углерода (CO_2), азот (N_2) и некоторые другие неуглеводородные газы [6, 11, 20].

При вскрытии скважиной нефтегазоносного пласта газ, содержащийся в его поровом пространстве, поступает в циркулирующую через забой скважины промывочную жидкость и выносится с ней на устье скважины. Здесь часть промывочной жидкости дегазируется в дегазаторе, и извлеченная из нее газовая

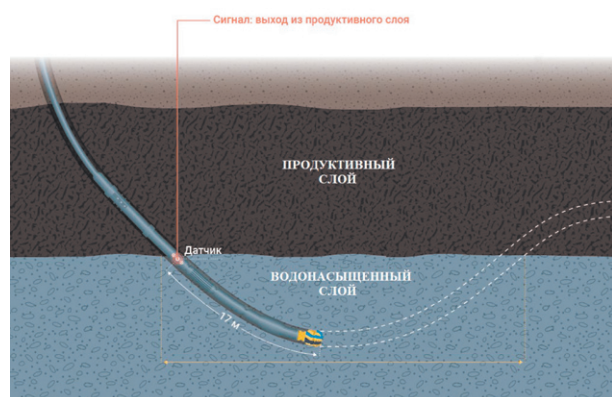


Рис. 1.

Пример выхода из продуктивного пласта и корректировки траектории ствола скважины [5]



Рис. 2.

Статистика научных публикаций по теме «mud logging» согласно открытой базе научной литературы «OpenAlex» [28]

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА
ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРТАЖА
ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

смесь поступает в газовый хроматограф на суммарный и компонентный анализы с помощью общепринятых методик.

На сегодняшний день существует несколько основных методик анализа состава газовой смеси. Наиболее широкое применение получили следующие методики: ОПУСЗ – обобщенный показатель углеводородного состава (методика Э.Е. Лукьянова) [8]; Wetness ratio (Wh), Balance ratio (Bh), Character ratio (Ch) [25]; Соотношения Пикслера [29]; Соотношения В.И. Старосельского [12]. Указанные методики позволяют отслеживать изменение характера насыщения пласта на основе соотношения доли тяжелых и легких углеводородов в анализируемой ГВС. Благодаря этому становится возможным определение фазового состава углеводородов, которые содержатся в пласте, а также выявлять межфлюидальные контакты (газонефтяной и водонефтяной контакты). Указанные методики внедрены в программное обеспечение для оперативной интерпретации геофизических данных, в результате чего стал возможным автоматический анализ корректности данных газового каротажа и его интерпретация, что также снизило влияние человеческого фактора [3–5].

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОГО КАРТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ НАВИГАЦИИ

Как уже говорилось выше, для эффективной геонавигации необходимо как можно раньше определять момент входа или выхода долота из целевого интервала. При добыче нефти оптимальным вариантом является результат, когда горизонтальный участок скважины проходит только по нефтенасыщенной части пласта, не пересекая глинистых прослоев, зон газонасыщения и водонасыщения.

На рис. 2 представлены планшеты оперативной интерпретации данных ГТИ, коррелируемые с ре-

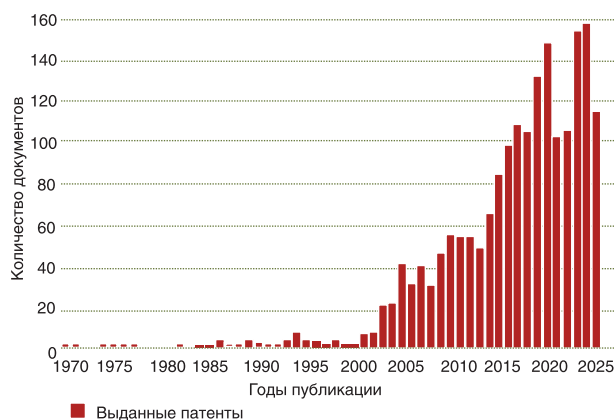


Рис. 3.

Статистика выдачи патентов по теме «mud logging» согласно онлайн базе патентов «Lens.org» [27]

зультатами каротажа в процессе бурения. Планшеты следуют по порядку отправки оперативных заключений в процессе бурения (интерпретации 2, 4, 7 и 12). На планшете интерпретации данных ГТИ и LWD показаны следующие данные по колонкам сверху вниз: данные газового каротажа (метан – C1, этан – C2, пропан – C3, бутан – C4, пентан – C5), данные процентного содержания пород в шлеме (песчаник, алевролит и аргиллит), данные результатов люминесцентно-битуминологического анализа (далее по тексту ЛБА) шлама, данные результатов насыщения по данным ГТИ, данные каротажа удельного электрического сопротивления (далее по тексту УЭС), данные гамма каротажа.

При забое 2806 м (рис. 2, интерпретация № 1) однозначно фиксируется вскрытие нефтяного пласта по резкому возрастанию газопоказаний и увеличению относительного состава тяжелых компонентов. Позже вскрытие пласта подтверждено данными LWD.

При забое 2825 м (рис. 2, интерпретация № 2) фиксируется снижение фона газопоказаний и уменьшение тяжелых компонентов, что свидетельствует о выходе из нефтенасыщенного интервала. В результате чего дана оперативная рекомендация на изменение траектории бурения и возврату в целевой интервал.

При забое 2877 м (рис. 2, интерпретация № 3) фиксируется повторное вскрытие нефтяного пласта по резкому возрастанию газопоказаний и увеличению относительного состава тяжелых компонентов (пропан, бутан и пентан). Позже это подтвердилось данными LWD. На рис. 2 (интерпретация № 4) показаны данные на финальный забой ствола скважины. Таким образом данные газового каротажа позволили более оперативно реагировать на изменение структуры залежи и увеличить тем самым длину проходки по нефтенасыщенному коллектору, что, в свою очередь, позволило обеспечить проектные показатели дебита скважины.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГНК

Определение положения раздела свободного газа и пластовой нефти относится к одной из сложных задач ГИС. В большинстве случаев между газонефтенасыщенными частями пласта отсутствуют экраны (глинистые или плотные пропластки), что также осложняет задачу определения газонефтяного контакта (ГНК). В случаях необходимости оптимального заканчивания скважины (перекрытие газовой шапки) и актуализации геологической модели (для оперативной коррекции геологической модели пласта) газовый каротаж позволяет однозначно выделить ГНК еще в процессе бурения.

На рис. 5 представлен один из реальных примеров оперативного определения ГНК, при бурении горизонтальной скважины в Восточной Сибири. При-

меняемый комплекс ГИС (гамма каротаж, каротаж УЭС, литоплотностной (каротаж) не дают однозначной информации по положению ГНК. Последующее проведение более полного комплекса ГИС на кабеле невозможно в связи с профилем скважины, а каротаж на трубах является экономически нецелесообразным, также высока вероятность осложнения ствола скважины вследствие дополнительных спуско-подъемных операций.

В таких случаях газовый каротаж выходит не только на первое место по информативности, но и становится, по сути, единственным источником информации по положению ГНК.

В указанном случае, при забое 2205 м (рис. 6, интерпретация № 1). По повышению количества метана четко определяется вскрытие газовой шапки. Далее, при забое 2213 м (рис. 6, интерпретация № 2) фиксируется общее повышение фона газопоказаний с изменением состава газа (увеличение количества тяжелых углеводородов от бутана до пентана). Позже глубина положения ГНК была подтверждена методами ГИС в обсаженном стволе. Задача по перекрытию газовой шапки транспортной колонной выполнена успешно.

ОПЕРАТИВНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ВВН

Известно, что месторождения, содержащие биоразложившиеся нефти, имеют сложный состав и значительные колебания качества флюидов по вязкости и, следовательно, по дебиту. Таким образом, возникает необходимость определения интервалов ВВН в процессе бурения для оптимизации дизайна хвостовика. Интервалы ВВН определяются методами ГИС, а конкретно ядерно-магнитным каротажом (ЯМК). Однако данный комплекс имеет высокую стоимость и требует дополнительной подготовки ствола скважины, что увеличивает сроки ее строительства. Именно поэтому как за рубежом, так и в нашей стране, производились исследования по оценке возможности применения данных газового каротажа для определения интервалов ВВН. При бурении скважин на месторождении Брейдаблик, расположенном на норвежском континентальном шельфе, производились попытки определения интервалов ВВН. Данное месторождение находится на начальной стадии эксплуатации (пробурено 23 скважины на двух структурах) [23, 24].

В данном исследовании вязкость нефти оценивалась с использованием нескольких модификаций газового каротажа (стандартный и расширенный методы). Исследования показали, что стандартный газовый каротаж не позволяет выделить области с различной вязкостью нефти в разрезе скважины, так как доля тяжелых компонентов газа (бутан и пентан) не полностью дегазировалась из бурового раствора, однако газовый каротаж после дополнительной экстракции газа (термовакuumная дегазация), позволил классифицировать качество нефти в коллекторе и выделить ин-

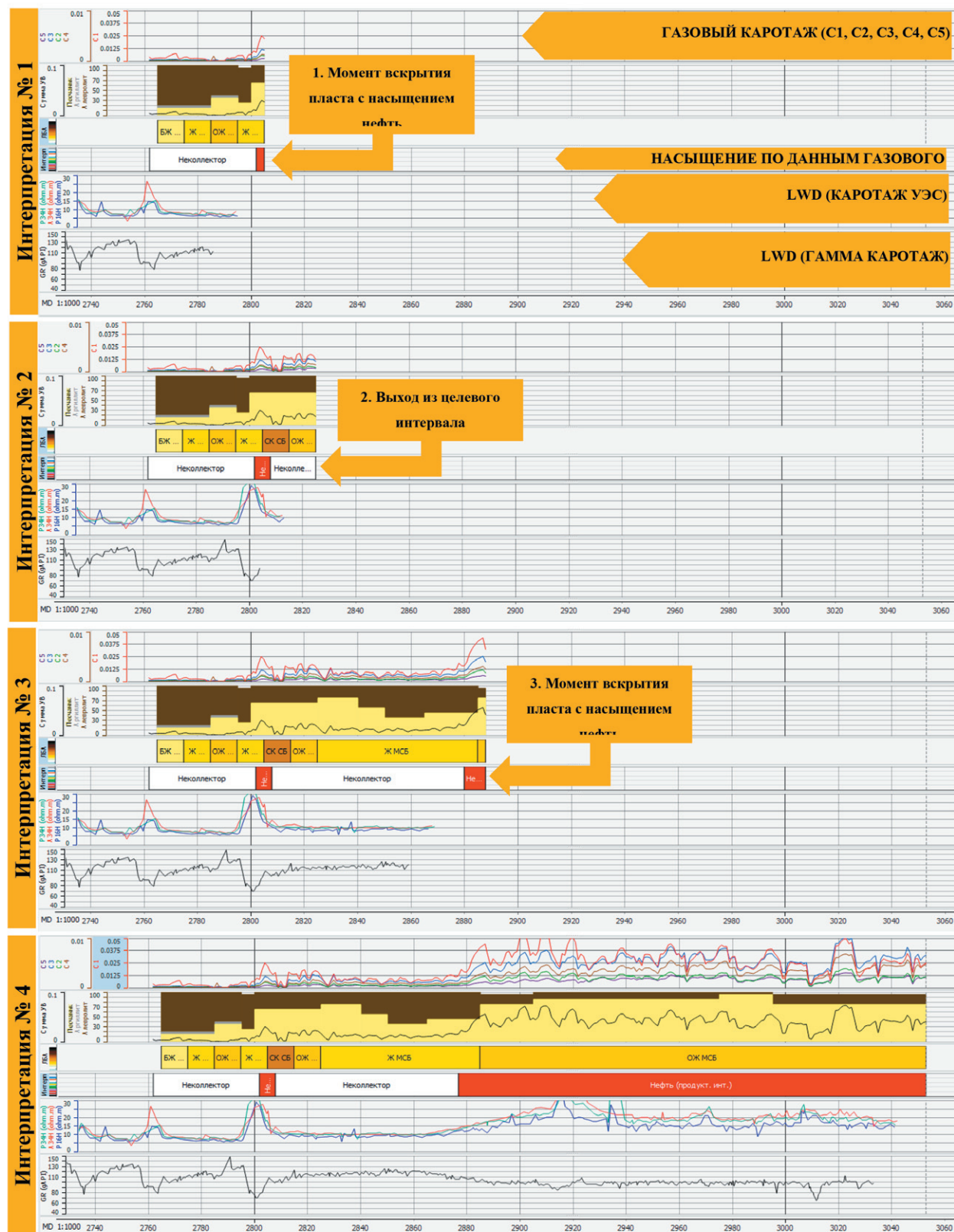


РИС. 4.
Пример вскрытия продуктивного пласта по данным газового каротажа

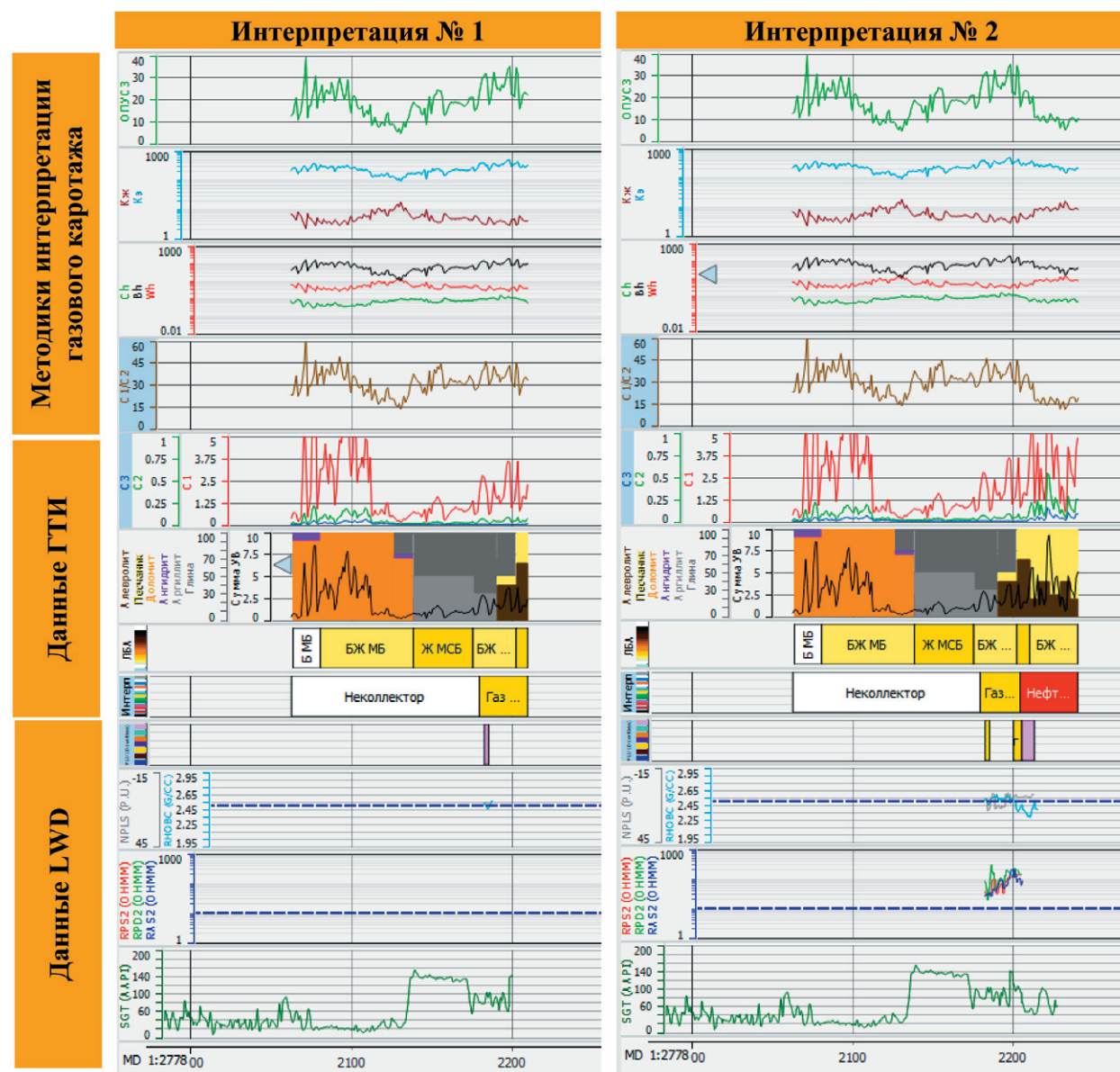


РИС. 5.
Пример определения положения ГНК по данным газового каротажа

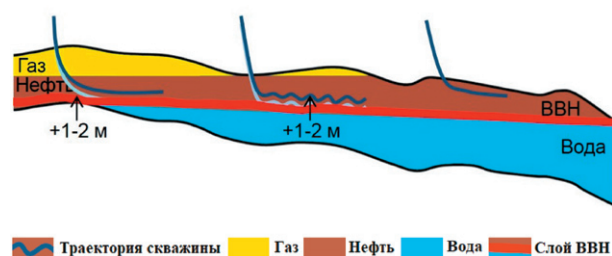


РИС. 6.
Примеры заложения скважин в зависимости структуры залежи [9]

тервалы с высоковязкой и низковязкой нефтью. Для этого использовалось соотношение этан/изопентан, являющееся наилучшим применительно к данному месторождению [23].

В нашей стране определение интервалов ВВН предпринималось на Среднебугубинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) в Восточной Сибири, месторождение осложнено наличием слоя ВВН (25 сП, при нормальной вязкости для месторождения в 6,49 сП). Разрабатываемый пласт Вт имеет газовую шапку, нефтяную залежь и подошвенные воды с не горизонтальным ВНК. 97% планового эксплуатационного фонда находится в подгазовой зоне (рис. 4). Зоны распространения ВВН имеют неравномерное распространение, при проектировании

скважины горизонтальный участок прокладывается максимально удаленно от ГНК для минимизации прорыва газа при эксплуатации. При проводке скважины оптимальным вариантом является нахождение ствола скважины выше 1–2 м от уровня ВВН (рис. 6). Ситуация осложнена наклонным уровнем расположения ВВН и их очаговым распространением, в связи с чем необходимо определить интервалы наличия ВВН уже на этапе бурения скважины.

Как уже говорилось выше, ЯМК во время бурения имеет высокую стоимость и существенно увеличивает себестоимость скважины. При проведении опытно-промышленных работ применялся анализ стандартного газового каротажа и газового каротажа после проведения термовакуумной дегазации бурового раствора (ТВД) для лучшей экстракции тяжелых углеводородов. После чего на скважине был проведен полный комплекс ГИС ЯМК. Как и в вышеописанном исследовании на месторождении Брейдаблик, было установлено, что стандартный каротаж не может определить интервалы ВВН, но при проведении ТВД с использованием палетки Пикслера интервалы, определенные по газовому каротажу как ВВН, совпали с данными ЯМК (рис. 7). Таким образом, на практике было подтверждено, что результаты газового каротажа с ТВД сопоставимы с результатами ядерно-магнитного каротажа и могут существенно увеличить эффективность проходки скважины вне слоя ВВН [9].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ГАЗОВОМУ КАРОТАЖУ ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

В случае, когда традиционный комплекс ГИС оказался технически или экономически неэффективным, альтернативой может выступить технология для определения пластового давления по газовому каротажу. Подобный метод использовался на месторождении Ада в Северной Луизиане [26], содержащим множество слоистых, слабо связанных между собой мелководных морских коллекторов, которые трудно коррелируются между скважинами и преимущественно не поддаются разрешению по имеющимся сейсмическим данным. Чередование истощенных коллекторов с коллекторами с высоким пластовым давлением с невозможностью их идентификации и учете при проектировании дизайна хвостовика, приводит к их совместной эксплуатации и ограничению производительности скважин. Испытание пластового давления в процессе строительства скважин также оказалось нерентабельным [26].

По результатам анализа опыта бурения на данном месторождении было доказано, что относительное давление между пластовым давлением и давлением столба жидкости в скважине оказывает заметное влияние на величину газовых аномалий, регистрируемых

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА
ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА
ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

во время бурения. Очевидный и устойчивый характер этого явления привел исследователей к идее попытаться использовать его как дополнительный источник информации по скважине. Применив комбинированные газовые законы (связывающие объемы газа, давление и температуру) к основным элементам бурения, разработки пластов, газового каротажа и петрофизики, исследователи смогли преобразовать газовый каротаж в количественный инструмент оперативного определения пластового давления.

Суть метода заключалась в сравнении объема извлеченного при бурении газа с эталонными объемами (максимальный теоретический объем газа, содержащийся в выбуренном объеме горной породы), которые отражают результат бурения с известным дифференциальным давлением. Отклонения наблюдаемых объемов газа от ожидаемых связаны с изменениями дифференциального давления. При проведении газового каротажа использовался дегазатор постоянного объема, также при расчетах учитывалась скорость проходки и скорость циркуляции (рис. 8).

Пористость разбуриваемой породы, определенная по данным каротажа во время бурения, комбинировалась с диаметром долота и давлением промывочной жидкости на забое с учетом циркуляции (эквивалентная циркуляционная плотность). В результате вычислялся эталонный объем, отражающий максимально возможный объем извлеченного газа, который можно ожидать на поверхности при неизменных режимах бурения (рис. 9). Прогнозирование давления с помощью газового каротажа прошло тестирование с обнадеживающими результатами в различных коллекторах. Были испытаны буровые растворы как на водной, так и на синтетической основе. В результате выбор интервалов перфорации с учетом данных газового каротажа позволил повысить средний дебит на трех опытных скважинах на 108% при минимальных дополнительных затратах [26].

ВЕРИФИКАЦИЯ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА И ДАННЫХ ГИС ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ

Для проверки информативности метода производился анализ сходимости данных ГИС во время бурения (LWD) и данных газового каротажа, проводимых при строительстве горизонтальных скважин (т.е. скважин со значительным отходом от вертикали). Для анализа выбирались скважины, расположенные на группе месторождений, административно относящихся к Нефтеюганскому району в Западной Сибири. Рассматриваемые месторождения являются нефтяными, залежи располагаются в отложениях терригенного типа. Данные ГИС регистрировались в процессе бурения горизонтальных скважин зарубежными и отечественными приборами. Выбор Юганской группы месторождений связан со стабильно хорошим качеством данных и полным комплексом

Измеренные данные газового каротажа									ЯМК		Интерпретация		
Глубина по стволу	АО	C1 (ГТИ)	C2+...+C5 (ГТИ)	Сум.УВ (ГТИ)	C1 (ТВД)	C2+...+C5 (ТВД)	Сум.УВ	C2+...+C5 (ТВД/ГВЛ)	T2GM	Вязкость ЯМК	Насыщение		
									мс	сП	ГТИ	ТВД	ЯМК
2750	-1567,3	0,1245	0,1137	0,2381	0,1548	0,1372	0,292	3	51,57	14,26	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть
2800	-1567,2	0,0441	0,0371	0,0812	0,0444	0,0416	0,086	2	50,87	11,81	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть
2850	-1567,6	0,2164	0,0689	0,2853	0,2937	0,0741	0,3677	5	63,32	13,77	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть
2900	-1568,4	0,2152	0,2048	0,42	0,4452	0,4163	0,8614	4	66,14	16,36	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть
2950	-1568,1	0,2567	0,2477	0,5044	0,5237	0,5556	1,0793	4	43,23	15,03	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть
3000	-1568,4	0,135	0,0892	0,2243	0,2751	0,3705	0,6457	7	-	-	Нефть	Тяжелая нефть	Тяжелая нефть

- ! Вязкость выше 7,5 сП
- ! Газовый каротаж ГТИ обладает меньшим % дегазации БР
- ! Результаты ТВД и ЯМК не противоречат друг другу

РИС. 7.

Интерпретация и сравнение данных ТВД и ЯМК [9]

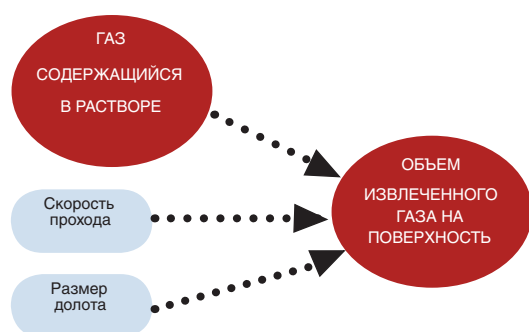


РИС. 8.

Общий процесс определения объема газа, полученного при бурении [26]



РИС. 9.

Факторы, учитываемые при расчете эталонного объема газа на поверхности [26]

ГИС на данных скважинах. Геологический разрез месторождений представлен следующими литологическими разностями: пласты-коллекторы сложены песчаниками и в различной степени заглинизированными и карбонатизированными алевролитами, не-коллекторы представлены аргиллитами и глинами с редкими прослоями углей.

Для выявления зависимостей между данными LWD и газовым каротажом для анализа было принято, в общей сложности, 6240 горизонтальных скважин. Далее была проведена выборка скважин по следующим критериям:

- при бурении скважины использовался полный комплекс ГИС: гамма-каротаж, нейтронный каротаж, плотностной каротаж и удельное электрическое сопротивление;
- отсутствие искажений данных ГИС, связанных с физическими проблемами оборудования, отказом оборудования (частичный или полный);

- отсутствие искажений данных ГИС, возникающих из-за неправильной обработки данных и при их передаче – по причине не подтвержденных метрологических характеристик оборудования (регламентное обслуживание и поверки);

- отсутствие искажений газового каротажа, связанных с физическими проблемами газового хроматографа – отказ оборудования (периодический или полный);

- отсутствие искажения из-за неправильной обработки данных и их передаче, ошибки при настройке времени отставания газопоказаний, не подтвержденные метрологические характеристики оборудования (регламентное обслуживание и поверки);

- одинаковый тип используемого дегазатора и газового хроматографа;

• одинаковый тип используемой поверочной газовой смеси для калибровки газового хроматографа.

По данным критериям для анализа было отобрано 466 горизонтальных скважин, пробуренных в 2021–2024 гг. В качестве эталона определения коллектор/неколлектор использовались данные гамма-гамма плотностного каротажа, интерпретация которого производилась как непосредственно в процессе бурения скважины, так и по завершению бурения скважины при помощи специализированных программных средств (корпоративное ПО «Горизонт+») и экспертного опыта петрофизика-интерпретатора. Для нивелирования субъективности интерпретатора и, соответственно, снижения влияния человеческого фактора интерпретация данных газового каротажа производилась с помощью методик автоматической интерпретации. Результаты интерпретации отражаются на планшетах, являющихся стандартными отчетами для оперативной визуализации геологического разреза бурящийся скважины, на основе которого принимаются решения о дальнейшей проводке скважины и дизайне хвостовика. Газовые аномалии фиксировались как по количественному признаку, так и по составу анализируемой газовой смеси, при этом применялись различные подходы по интерпретации газового каротажа в зависимости от технологии бурения.

После сбора данных по скважинам для изучения и сравнения цифровых данных с целью их обобщения и получения научно обоснованных выводов произведен статистический анализ в программном обеспечении «Python». Основными целями статистического анализа являлись следующие:

- 1) определение качества данных;
- 2) определение статистических показателей, их динамики и связи с факторами.

На рис. 10 изображен Q-Q плот, который используется для проверки, насколько данные соответствуют нормальному распределению. Точки на графике представляют собой наблюдаемые значения данных, которые сопоставляются с теоретическими квантилями нормального распределения.

Большинство точек лежит близко к диагональной красной линии, что указывает на нормальность данных. В целом, график подтверждает, что данные имеют нормальное распределение с незначительными отклонениями в крайних значениях.

Были также проанализированы средние значения по месторождениям и оценена схожесть с нормальным распределением. На рис. 11 показана гистограмма распределения данных с наложенной красной кривой нормального распределения. Большинство значений сосредоточено в диапазоне от 0,80 до 0,90 с пиком около 0,85. Красная кривая, представляющая нормальное распределение (Гауссово распределение), хорошо соответствует форме гистограммы, что указывает на близкое к нормальному распределению данных.

Р.Р. ИЛЬЯЗОВ
ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА ГИС С ПОМОЩЬЮ ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

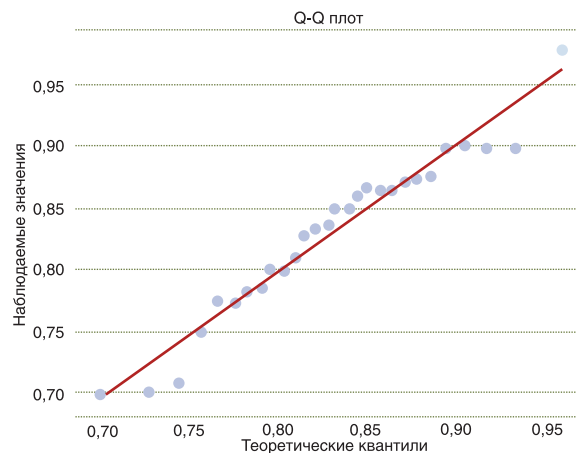


Рис. 10.

Q-Q плот по результату проверки на нормальное распределение

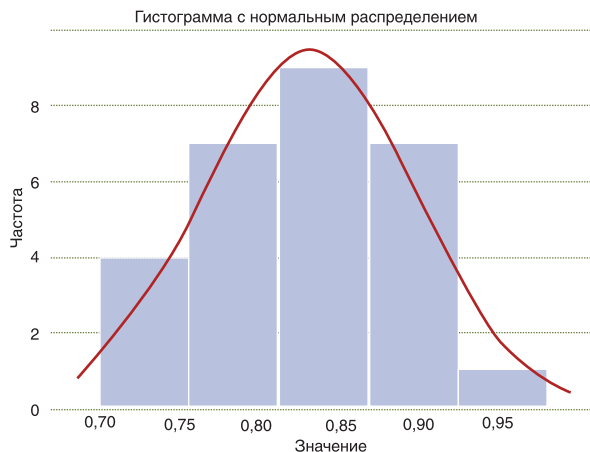


Рис. 11.

Гистограмма распределения данных

Также нормальность распределения подтверждается и статистическим критерием Шапиро-Уилка:

- статистика теста: 0.957;
- р-значение: 0.298;
- нулевая гипотеза не отвергается: данные распределены нормально.

На рис. 12 представлены итоговые результаты сравнения данных ГИС и газового каротажа, выраженные в отношении интервалов коллектора/неколлектора по данным ГИС и интервалов коллектора/неколлектора по данным газового каротажа, который составил 83%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье описаны результаты работ по комплексированию данных газового каротажа и данных ГИС при бурении горизонтальных скважин, в том числе:

1. Доказана высокая корреляция данных газового каротажа и данных ГИС на большом объеме скважин

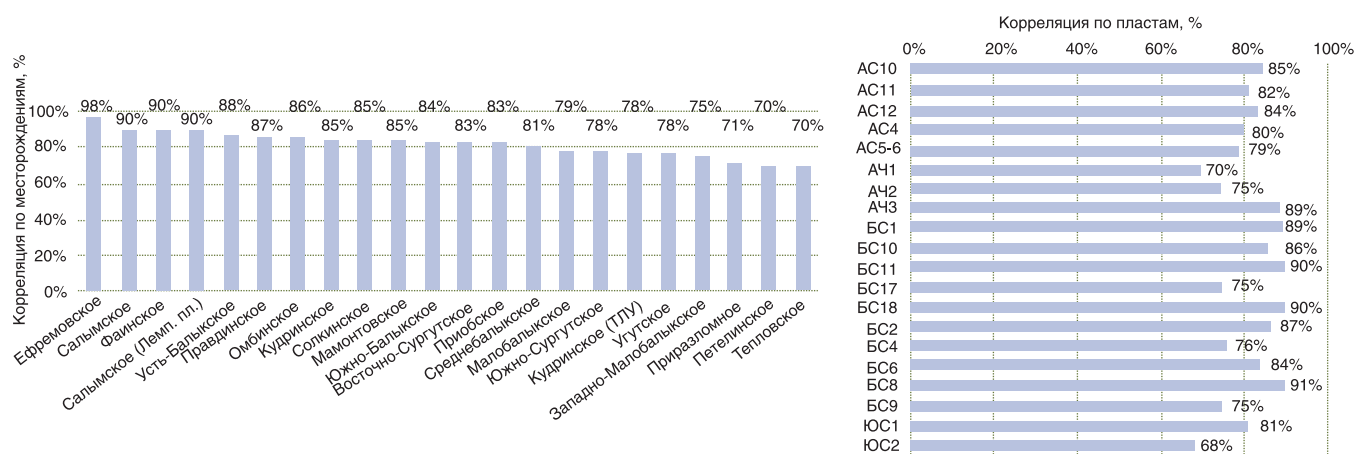


РИС. 12.

Корреляция данных ГИС и газового каротажа

(466 скважин на различных месторождениях), что даст возможность использования данных газового каротажа как дополнительного источника информации при геонавигации во время бурения скважины.

2. Подтверждена высокая корреляция данных газового каротажа и данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). Это дает возможность использовать данные газового каротажа как дополнительный источник информации для оперативного определения интервалов нахождения ВВН в горизонтальной скважине.

3. Показана возможность использования газового каротажа для целей геонавигации, в том числе при сложных условиях бурения.

4. Показано, что газовый каротаж является эффективным инструментом для оперативного определения ГНК.

5. В настоящее время газовый каротаж в отечественной нефтяной отрасли используется для решения узких задач в процессе бурения, и никаким образом не учитываются при заканчивании и последующей эксплуатации скважины несмотря на то, что применение данного метода может привести к существенному увеличению дебита скважин.

Вышеизложенное обуславливает необходимость дальнейшего развития, апробации и популяризации метода для расширения его возможностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гагарин А.В., Газизов Р.К., Новиков Н.О., Кудашов К.В., Филимонов В.П. Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 43. С. 15–19.
2. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х. Российская нефтяная промышленность

на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.

3. Ильязов Р.Р. Использование данных газового каротажа ГТИ для решения нестандартных задач при строительстве скважин на нефть и газ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 9(381). С. 39–44.
4. Ильязов Р.Р. Современные возможности газового каротажа при бурении скважин и необходимость его комплексного метрологического обеспечения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8 (368). С. 11–18. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18
5. Ильязов Р.Р., Никифоров С.А., Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р. Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин // Нефтяное Хозяйство. 2023. № 4. С. 72–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-72-77
6. Левицкий А.З. Использование геолого-технологической информации в бурении. М.: Недра. 1992. 69 с.
7. Лоерманс Т. Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 216–221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11>
8. Лукьянов Э.Е. Интерпретация данных ГТИ. Новосибирск: Издательский дом «Историческое наследие Сибири». 2011. 944 с.
9. Майоров А.О., Никифоров С.А. ТВД как инструмент повышения эффективности проводки скважин // IX Практический семинар ПАО «НК Роснефть» по геологическому сопровождению бурения скважин. Москва 2021 г.
10. Мартынов В.Г. и др. Геофизические исследования скважин. М.: Инфра-инженерия. 2009. 960 с.

11. ПОМЕРАНЦ Л.И., ЭПШТЕЙН Г.И., ЛЕВШУНОВ П.А. Автоматические газокаротажные станции. М.: Недра. 1969. 80 с.
12. СТАРОСЕЛЬСКИЙ В.И. Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра. 1990. 186 с.
13. ТАРАСОВА Е.В. Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу // Каротажник. 2011. № 10(208). С. 10–22.
14. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2001. № 5. С. 44–47.
15. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АРЕФЬЕВ С.В., ДАВЫДОВА А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ИЛЪЗОВ Р.Р., АРЕФЬЕВ С.В., ПОЗДЫШЕВ А.С. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39
17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАКСИМОВ М.М., РЫБИЦКАЯ Л.П., ГАЛУШКО В.В. Способ определения местоположения застойных и слабодренируемых зон нефтяной залежи. Патент RU 2105136 С1, 20.02.1998. Заявка № 97114425/03 от 03.09.1997.
18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАНДРИК И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
19. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., ZENG H., LIU Y., LUO SH. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
20. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., РЫБИЦКАЯ Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
21. ЩЕТИНИНА Н.В., БАСЫРОВ М.А., ЗЫРЯНОВА И.А., ЯЦЕНКО В.М., ГАНИЧЕВ Д.И., БОВЫКИН А.А. Технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин: настоящее и будущее // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 26–31.
22. ЩЕТИНИНА Н.В., МАЛЬШАКОВ А.В., БАСЫРОВ М.А., ГАНИЧЕВ Д.И., ЯЦЕНКО В.М. Инновационные технологии и подходы интерпретации данных ГИС в горизонтальных скважинах // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 16–18 октября, Москва. 2017. <https://doi.org/10.2118/187903-MS>
23. CELY A., SKAAR I., YANG T. Holistic Evaluation of Reservoir Oil Viscosity in Breidablikk Field – Including Mud Gas Logging Approach // SPWLA 64th Annual Logging Symposium, Lake Conroe, Texas, USA, June, 2023. 2023. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2023-0039>
24. CUTLER I., CELY A., MOORE J., YANG T. Viscosity from geochemical techniques: A case study for a heavy oil field on the UKCS // SPE Europe featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 6–9 June. 2022. SPE-209690-MS. DOI <http://dx.doi.org/10.2118/209690-MS>
25. HAWORTH J.H., SELLENS M., WHITTAKER A.V. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1–C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 69, N 8 (August 1985). P. 1305–1310. DOI:10.1306/AD462BDC-16F7-11D7-8645000102C1865D
26. LAPIERRE S.G., PRINE B.H., PICKREL H.M. Technology for Determining Reservoir Pressure from Mud Log Gas Improves Mature, Tight Gas Asset Performance: A Case Study of Ada Field, North Louisiana // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009. DOI: 10.2118/124315-MS
27. Lens.Org <https://www.lens.org>
28. OpenAlex <https://openalex.org>
29. PIXLER B.O. Formation Evolution by Analysis of Hydrocarbon Ratios, SPE-AIME, Baroid Div. National Lead Co. Journal of petroleum technology. JUNE 1969, 665–670.
30. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R. Combining gas logging, well logging and cuttings microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well / SOCAR Proceedings. 2024. N S1. P. 7–14. DOI: 10.5510/OGP2024SI101034

REFERENCES

1. GAGARIN A.V., GAZIZOV R.K., NOVIKOV N.O., KUDASHOV K.V., FILIMONOV V.P. Prospects for the use of information obtained during the study of horizontal wells in corporate tools of geological modelling. *Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO «NK «Rosneft'»*. 2016;43:15–19. (In Russian).
2. GUMERSKY KH.KH., MAMEDOV YU.G., SHAVERDIEV A.KH. The Russian oil industry is on the verge of the new century: assessments of the past, present, future. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2000;7:22–26. (In Russian).
3. ILYAZOV R.R. Use of gas logging data obtained during geological-technological studies to solve non-standard problems when constructing oil and gas wells. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2024;9(381): 39–44. (In Russian).
4. ILYAZOV R.R. Nowadays possibilities of gas logging during well drilling and the necessity of its integrated metrological support. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2023;8(368):11–18. DOI: 10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18 (In Russian).
5. ILYAZOV R.R., NIKIFOROV S.A., CHERNIKOV E.YU., RAKHIMOV T.R. Gas logging for geosteering and rapid

- determination of interfluid contacts while horizontal drilling. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2023;4:72–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-72-77 (In Russian).
6. LEVITSKY A.Z. The use of geological and technological information in drilling. Drilling. Moscow: Nedra. 1992: 69. (In Russian).
 7. LOERMANS T. AML (Advanced Mud Logging): First Among Equals. *Georesursy*. 2017;19;3:1:216–221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11> (In Russian).
 8. LUKYANOV E.E. Interpretation of GTI data. Novosibirsk: Izdatel'skiy dom «Istoricheskoye nasledie Sibiri». 2011:944. (In Russian).
 9. MAYOROV A.O., NIKIFOROV S.A. TVD as a tool to improve the efficiency of well wiring. IX Practical seminar of PJSC 'NK Rosneft', on geological support of well drilling. Moscow. 2021. (In Russian).
 10. MARTYNOV V.G. ET AL. Geophysical research of wells. Moscow: Infra-inzheneriya. 2009:960. (In Russian).
 11. POMERANTS L.I., EPSTEIN G.I., LEVSHUNOV P.A. Automatic gas logging stations. Moscow: Nedra. 1969: 80. (In Russian).
 12. STAROSELSKIY V.I. Ethane, propane, butane in natural gases of oil and gas bearing basins. Moscow: Nedra. 1990:186. (In Russian).
 13. TARASOVA E.V. Operative estimation of rock saturation by gas logging. *Karotazhnik*. 2011;10(208):10–22. (In Russian).
 14. SHAKHVERDIEV A.KH. Unified methodology of calculation of efficiency of geological and technical measures. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2001;5: 44–47. (In Russian).
 15. SHAHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover Reserves of Undersaturated Reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovanie*. 2022;5 (9):78–87. (In Russian).
 16. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S. On inclusion of high-watered reserves of oil-poor reservoirs in the category of hard-to-recover reserves. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2023; 4: 34-39. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-34-39 (In Russian).
 17. SHAHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P., GALUSHKO V.V. A way to determine the location of the hollow and underdeveloped oil zones. Patent RU 2105136 C1, 02/20/1998. Application No. 97114425/03 dated 03/03/1997. (In Russian).
 18. SHAKHVERDIEV A.KH.; MANDRIK I.E. Well grid density optimisation and its impact on recovery ratio. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
 19. SHAHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., AVBASOV E.M., ZENG H., LIU Y., LUO SH. The innovative technology of residual hydrocarbons reserves recovery by in-situ generation of carbon dioxide. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2010;6:44–47. (In Russian).
 20. SHAHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. Technological effectiveness assessment for impacts on hydrocarbons deposits. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2003; 4:65–68. (In Russian).
 21. SHCHETININA N.V., BASYROV M.A., ZYRYANOVA I.A., YATSENKO V.M., GANICHEV D.I., BOVYKIN A.A. Interpretation of logging data in horizontal wells: current status and future challenges. *Neftyanoye khozyaistvo*. 2017;11:26–31. (In Russian).
 22. SHCHETININA N.V., MALSHAKOV A.V., BASYROV M.A., GANICHEV D.I., YATSENKO V.M. Innovative technologies and approaches to interpretation of logging data in horizontal wells. Russian SPE Oil and Gas Technical Conference, 16–18 October Moscow. 2017. (In Russian).
 23. CELY A., SKAAR I., YANG T. Holistic Evaluation of Reservoir Oil Viscosity in Breidablikk Field – Including Mud Gas Logging Approach. SPWLA 64th Annual Logging Symposium, Lake Conroe, Texas, USA, June, 2023. 2023. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2023-0039>
 24. CUTLER I., CELY A., MOORE J., YANG T. Viscosity from geochemical techniques: A case study for a heavy oil field on the UKCS. SPE EuropeC featured at the 83rd EAGE Annual Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 6-9 June. Paper SPE-209690-MS. 2022 Doi <http://dx.doi.org/10.2118/209690-MS>
 25. HAWORTH J.H., SELLENS M., WHITTAKER A.V. Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1985; 69; 8: 1305-1310.
 26. LAPIERRE S.G., PRINE B.H., PICKREL H.M. Technology for Determining Reservoir Pressure from Mud Log Gas Improves Mature, Tight Gas Asset Performance: A Case Study of Ada Field, North Louisiana. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009. DOI: 10.2118/124315-MS
 27. Lens.Org <https://www.lens.org>
 28. OpenAlex <https://openalex.org>
 29. PIXLER B.O. Formation Evolution by Analysis of Hydrocarbon Ratios. SPE-AIME, Baroid Div. National Lead Co. Journal of petroleum technology. JUNE 1969: 665-670.
 30. SHAKHVERDIEV A.KH., ILYAZOV R.R. Combining gas logging, well logging and cuttings microbiota data to improve geosteering and flow profile prediction in a horizontal well. SOCAR Proceedings. 2024; S1: 7-14. DOI: 10.5510/OGP2024SI101034
- Ильязов Ринат Расимович**, соискатель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет» имени Серго Орджоникидзе, главный специалист отдела по геологическому сопровождению бурения горизонтальных скважин АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых»
 ☎ 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25/1,
 117312, Moscow, Vavilova st., 25/1,
 e-mail: rilyazov@mail.ru

УДК 539.3

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-24-33

Научная статья

EDN: GTYDDW

ВОЛНОВАЯ ТЕОРИЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ЗАДАЧЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ В МЕЛКОЗАГЛУБЛЕННОМ СООРУЖЕНИИ

В.К. Мусаев

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ,
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ МИНСТРОЯ РОССИИ,
РОССИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТРАНСПОРТА,
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ РАКЕТНЫХ
И АРТИЛЛЕРИЙСКИХ НАУК, Г. МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

В статье рассматриваются возможности использования цифровых технологий для моделирования нестационарных волн, возникающих в неглубоких структурах во время сейсмических воздействий. Для изучения, идентификации и анализа переходных волновых явлений была создана уникальная методология, а также набор алгоритмов и расчетных программ. Для определения надежности и точности разработанного программного пакета авторы решили задачу о том, как два геометрических объекта – треугольник и трапеция – влияют на упругую полуплоскость. В ходе работы удалось найти решение проблемы, связанной с воздействием внешних сейсмических волн на сооружение, расположенное на небольшой глубине. Моделирование выполнено с использованием функции ступенчатого типа. В ходе исследования были определены напряжения в характерных зонах рассматриваемого объекта – структурах с небольшой глубиной залегания.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: безопасность в чрезвычайных ситуациях, природная и антропогенная безопасность, сооружение неглубокого заложения, сейсмическое воздействие, контурное напряжение, несущая способность, вычислительный комплекс
В.К. Мусаева

Original article

THE WAVE THEORY OF SEISMIC SAFETY IN THE PROBLEM OF DETERMINING THE STRESS STATE IN A SHALLOW-BURIED STRUCTURE

V.K. Musayev

RUSSIAN STATE GEOLOGICAL EXPLORATION
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, CENTRAL RESEARCH
AND DESIGN INSTITUTE OF THE MINISTRY
OF CONSTRUCTION OF RUSSIA, RUSSIAN
UNIVERSITY OF TRANSPORT, RUSSIAN
ACADEMY OF ROCKET AND ARTILLERY
SCIENCES, MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

This article discusses how digital technologies can be used to simulate non-stationary waves that occur in shallow structures during seismic impacts. A unique methodology, as well as a set of algorithms and calculation programs, was created to study, identify and analyze transient wave phenomena. To determine how reliable and accurate the developed software package is, we solved the problem of how two geometric objects - a triangle and a trapezoid-affect the elastic half-plane. The tasks were solved according to the following scheme: explicit, two-layer. We managed to find a solution to the problem associated with the impact of external seismic waves on a structure located at a shallow depth. The simulation is performed using a step-type function. In the course of the study, stresses were determined in the characteristic zones of the object under consideration – structures with a small depth of occurrence.

KEYWORDS: safety in emergency situations, natural and anthropogenic safety, construction site shallow emplacement, seismic impact, contour stress, load-bearing capacity, computing complex
V.K. Musayev

ВВЕДЕНИЕ

Программированный и алгоритмический подход представления научных результатов в настоящее

время является приоритетным в экономике информационных технологий. В настоящее время имеется возможность создания наук под общим названием «фундаментальная инженерия».

Статья посвящена численному (математическому) моделированию воздействия нестационарной сейс-

© В.К. Мусаев

Поступила в редакцию 31.01.2025

мической волны на сооружение мелкозаглубленного заложения с упругим основанием при фундаментальном воздействии в виде ступеньки или функции Хевисайда.

В этой области имеются некоторые исследования разных ученых. Ниже приведены сведения о ряде работ о применении волн напряжений в различных объектах, которые выполнены с помощью математического моделирования.

В работах ряда ученых [1, 6, 8–15, 20–24] приводится некоторая информация о численном моделировании нестационарных упругих волн в сложных деформируемых областях. При решении сложных задач возникают проблемы оценки достоверности полученных результатов. Анализ численных результатов показывает, что численный метод с успехом применяется для решения нестационарных динамических задач. Проведенные исследования сходимости и устойчивости, сравнение с результатами других методов показало хорошее совпадение, что позволяет сделать вывод о физической достоверности и математической точности результатов численного решения динамических задач, полученных методом конечных элементов в перемещениях. Методика, алгоритм, комплекс программ и результаты решенных задач рекомендуются для использования в научно-технических организациях, специализирующихся в области динамического расчета сооружений с окружающей средой при ударных, взрывных и сейсмических воздействиях.

Кузнецов С.В., Нафасов А.Э. [4] описывают защитные средства от сейсмических воздействий в виде горизонтальных барьеров. Однако приводится схема горизонтальных барьеров без привязки исследуемых элементов к единой системе координат. То есть приводится рисунок на уровне произведений художника. В механике такой подход к исследованию не применяется. Далее приводятся некоторые аналитические зависимости из исследований других авторов в области скоростей распространения в сплошной деформируемой среде. Авторы статей приводят в перемещениях решение задачи с горизонтальными барьерами. Однако осцилляции перемещений достигают почти 50%. Результаты расчетов в напряжениях не приводятся. Наверное, при такой осцилляции перемещений напряжения будут непонятными и их анализ невозможно будет сделать. Полученные результаты не могут претендовать на законченное исследование сейсмической безопасности с горизонтальными барьерами, так как полученные результаты в перемещениях нельзя квалифицировать как новые знания, новые закономерности и рекомендации для нормативно-правовых документов.

В работе Кукуджанова В.Н. и др. [5] исследуются задачи распространения упругих волн с плоским фронтом в стержне и слое. Приводятся численные результаты моделирования распространения ударного

фронта в стержне. Сообщается, что возникают колебания за счет вычислительной дисперсии и вязкости. Приводится информация, что в граничных узлах могут быть неточное соответствие исследуемых неизвестных приложенной нагрузке. Для выполнения расчетов применяются зарубежные программные продукты Ansys/LS-Dyna и Abaqus, которые используют метод конечных элементов. Однако по полученным результатам можно сделать следующие замечания. Авторы приводят подробно постановку краевой задачи для решения волновых уравнений. Постановка задачи общая. Приводится решение ступенчатой волны (воздействие функции Хевисайда) на фронте. Однако на рисунке авторы приводят погрешность напряжения на фронте волны по сравнению с точным решением. Далее имеются осцилляции численного решения, которые имеют большой период времени и не могут быть приняты как достоверные на уровне апробации численного метода. Авторы приводят решение перемещений и напряжения в стержне при воздействии в виде треугольника и ступеньки. По результатам можно сделать вывод, что численное решение не соответствует известным научным знаниям и имеют очень большое качественное несоответствие с результатами аналитического решения. Авторы проблему моделирования нестационарных волн в стержне не довели до уровня качественного и количественного сопоставления с результатами аналитического метода и с известными знаниями в области решения таких классов задач. Проблема численного моделирования волн напряжений в стержнях не решена и актуальность сохраняется. Отсутствует однозначная, корректная постановка решаемой задачи с точки зрения волновой вычислительной механики. Авторы напряжения не исследуют, поэтому получение контурных напряжений и компонентов тензора напряжений остается актуальным для задач моделирования волн напряжений в деформируемых телах. Волны напряжений в деформируемых телах получить сложнее, чем кинематические неизвестные (перемещения, скорости перемещений и ускорения), поэтому получение напряжений должно быть приоритетным при решении задач о моделировании волн напряжений в деформируемых объектах. Однако оценку несущей способности строительных объектов и прочности машиностроительных конструкций без исследования и получения напряжений выполнить невозможно. Отсюда новизна и актуальность изучения напряжений в исследуемых задачах повышается.

Лэмба при сосредоточенной вертикальной нагрузке, которое меняется по треугольному закону во времени. В модели исследования вертикальные барьеры не участвуют. Внимательное рассмотрение графиков изменения перемещений позволяет сделать предварительный вывод о том, что они нарисованы от руки, но не графическим редактором. В настоящее время с помощью численного моделирования волновых задач

получаются цифры, которые с помощью графического редактора переводятся в графики. Этот алгоритм можно назвать следующим образом: корректность результатов математического моделирования. В статье результаты в напряжениях отсутствуют.

В работе Belostotsky A.M., Akimov P.A., Dmitriev D.S. [17] приводится информация о расчете подземных сооружений на сейсмические воздействия. Подземные объекты, возведенные в сейсмоопасных районах, должны быть обеспечены сейсмической (динамической) безопасностью. Задача обеспечения обоснованного проектирования безопасных сейсмостойких подземных сооружений является актуальной задачей. Представлено описание статического метода конечных элементов для расчета подземных сооружений. Внимательное ознакомление с научной статьей позволило отметить следующее. Волновая теория сейсмической безопасности является в настоящее время актуальной. В научной статье приводятся методы расчета подземных сооружений на уровне допущений и некоторых аналогий для статических воздействий. Описание метода расчета на уровне формализации уравнений динамики для уравнений волновой механики деформируемых тел отсутствует. В статье отсутствует пример решения задачи сейсмостойкости подземных сооружений численным методом. Хотя в названии статьи имеются слова «О методах сейсмического расчета подземных сооружений». Название статьи должно соответствовать содержанию. Иначе возникают вопросы у читателей о целесообразности такого подхода и стиля написания статьи.

Belostotsky A.M., Potapenko A.L., Akimov P.A. [18] приводят следующую информацию. Представлена общая характеристика «научного универсального программного комплекса СТАДИО», который предназначен для численного решения статического и динамического напряженно-деформированного состояния, устойчивости и прочности произвольных комбинированных механических систем в плоской, осесимметричной и трехмерной линейной и нелинейной постановках. При внимательном рассмотрении содержания статьи можно отметить следующее в области динамического моделирования. Авторы приводят аппроксимацию трехмерных тел, которые состоят из пространственных конечных элементов. Рисунки представлены как очередное творчество в области графического дизайна различных технических объектов. Однако их нельзя рассматривать как элементы математической формализации для решения задач механики деформируемого твердого тела в области получения основных неизвестных, так как этой информации очень мало, она не может квалифицироваться, как решение задач динамического воздействия на строительные объекты. В статье не приведена методическая или академическая задача для оценки достоверности программного продукта. Содержание статьи можно

воспринимать как один из вариантов рекламы, но для этого нужно встать на сторону читателя. А читатель так и не понял, какие задачи решает программный продукт, можно ли результатам расчета доверять, так как о достоверности нет информации.

В работе Bratov V.A. et al. [19] авторы претендуют на защитные средства от сейсмических воздействий в виде вертикальных и горизонтальных барьеров. Однако приводится некоторая информация о волнах в деформируемых телах. Приводится цветная фотография схемы расчета, но отсутствует связь между основными элементами корректной постановки задачи в декартовой системе координат. Постановка задачи с начальными и граничными условиями не приводится, поэтому оценить и повторить полученные результаты с помощью другого метода не представляется возможным. Представленные результаты в статье можно квалифицировать как информационный шум или макулатура.

В монографии Мусаева В.К. [10] представлены актуальные исследования о безопасности уникальных объектов, которые сталкиваются с нестационарными волновыми нагрузками, возникающими в деформируемых упругих и упруговязкопластических средах. Для решения этих задач переходного (волнового) процесса применяется математическое моделирование. В монографии получены напряжения (контурные и компоненты тензора) в характерных областях исследуемых объектов на ударные, взрывные и сейсмические волновые воздействия.

Моделирование волн напряжений в разных деформируемых телах различной формы и оценка достоверности приведены в статье Musayev V.K. [20].

Целью другой работы этого же автора [21] является рассмотрение задач численного моделирования сейсмостойкости сооружений с основанием в виде упругой полуплоскости при нестационарных волновых воздействиях. Моделирование задач переходного периода является актуальной фундаментальной и прикладной научной задачей. При разработке программного пакета использовался алгоритмический язык Fortran-90. Для оценки физической достоверности и математической точности рассматривается задача о воздействии плоской продольной волны на упругую полуплоскость в виде четырех трапеций и в виде двух полупериодов синусоиды. Рассматривается задача о воздействии плоской продольной упругой волны в виде функции Хевисайда или ступенчатой функции на консоль с основанием (соотношение ширины к высоте – один к десяти). Рассматривается задача о воздействии плоской продольной упругой волны в виде функции Хевисайда на десятиэтажное здание с основанием в виде полуплоскости. Получены напряжения и в характерных областях исследуемой задачи. На основе проведенного исследования можно сделать следующие выводы. Упругие контурные напряжения по бокам

консоли и десятиэтажного здания являются почти зеркальным отражением друг друга, то есть антисимметричны. Консоль и несущие конструкции здания работают как балка во время сейсмической активности, то есть, если с одной стороны возникают растягивающие напряжения, то с другой – сжимающие. При сейсмическом воздействии на контурах консоли и несущих конструкций здания преобладают изгибные волны.

В работе Musayev V.K. [22] рассматривается задача о математическом моделировании нестационарных сейсмических волн в упругой полуплоскости с вертикальной прямоугольной полостью, заполненной водой. Для оценки достоверности разработанной методики, алгоритма и комплекса программ была решена задача о воздействии плоской продольной волны в виде функции Хевисайда на упругую полуплоскость. Численное решение количественно соответствует аналитическому решению. Решена задача о математическом моделировании нестационарных упругих волн напряжений в полуплоскости с полостью, заполненной водой (соотношение ширины к высоте один к десяти) при сейсмическом воздействии. В характерных областях исследуемой задачи получены контурные напряжения и компоненты тензора напряжений. Пустота, заполненная водой, с соотношением ширины к высоте один к десяти, уменьшает величину упругого контурного напряжения.

В статье Musayev V.K. [23] рассматривается математическое моделирование нестационарных плоских, дифракционных, поверхностных и изгибных волн напряжений в различных строительных объектах сложной формы. Для решения этой задачи используется нестационарное волновое уравнение вычислительной механики деформируемого твердого тела. В исследовании проводится сравнение с результатами аналитических и экспериментальных методов, а также рассматривается задача о воздействии плоской продольной упругой волны на свободное круглое отверстие. В статье также рассматривается воздействие плоской продольной упругой волны на подкрепленное круглое отверстие и воздействие сейсмической нестационарной волны на бетонные плотины с основанием под воздействием плоской продольной упругой волны. В рассматриваемых задачах сейсмической безопасности плотин преобладают изгибные волны. Проведенное исследование напряженного состояния нестационарной волны показывает, что результаты численного моделирования соответствуют характеру повреждений, наблюдаемых на плотине Койна после землетрясения. В исследовании решается задача математического моделирования нестационарных волн упругих напряжений (импульс в виде ступеньки) в полуплоскости с воздушной полостью (соотношение ширины и высоты один к десяти) при сейсмическом воздействии, а также при локализованной взрывной нагрузке в форме треугольного импульса.

В этой статье (Musayev V.K. [24]) представлены результаты математического (численного) моделирования нестационарных волн в подземных конструкциях, которые возникают из-за взрывов (как внутренних, так и внешних) и сейсмической активности. С помощью разработанного вычислительного комплекса программ была решена задача о воздействии импульса в виде синусоидальной волны, охватывающей три полупериода. Проведено сопоставление волн напряжений для оценки точности и достоверности разработанного численного метода. Были рассмотрены следующие сценарии. Внутреннее нестационарное взрывное воздействие (треугольный импульс) в подземном сооружении и его влияние на окружающую среду. Внешнее взрывное воздействие на подземное сооружение (импульс треугольного вида). Фундаментальное сейсмическое воздействие (импульс в виде ступеньки) на подземное сооружение. Были получены новые результаты, касающиеся контурных напряжений.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ

Проведенный анализ литературы позволяет сделать следующие выводы.

1. Постановка решаемой задачи должна удовлетворять всем условиям корректности для волновых задач, в том числе расчетная схема должна быть представлена в декартовой или в другой системе координат.
2. Полученные результаты должны быть понятны читателями для оценки и возможности повторить другим численным методом.
3. Оценку несущей способности и прочности для технических систем можно реализовать с помощью напряженного состояния.
4. Физическая достоверность и математическая точность должна быть реализована для напряженного состояния, так как из перемещений переход к деформациям реализуется через производную, при этом теряется точность полученных результатов.

Выше приведенным критериям удовлетворяют научные работы выполненные Мусаевым В.К. и его учениками [1, 6, 8–15, 20–24].

Таким образом, исследования в статье о сейсмическом воздействии на мелкозаглубленное сооружение является актуальным и удовлетворяет всем критериям, представленным выше.

МОДЕЛИ И МЕТОДЫ

Для моделирования нестационарных волн в деформируемых телах рассмотрено некоторое тело в прямоугольной декартовой системе координат, которому в начальный момент времени сообщается импульсное механическое воздействие. Для решения задачи о распространении волн напряжений в деформируемых телах применяем уравнения динамической теории

упругости [10]. Систему уравнений в некоторой области деформируемого тела, следует интегрировать при начальных и граничных условиях. Для решения нестационарной динамической задачи теории упругости с начальными и граничными условиями (задача Коши) используем метод конечных элементов (численное моделирование уравнений переходного процесса). Задача решается с помощью метода математического моделирования (вычислительный эксперимент) для распространения нестационарных волн напряжений в сложных деформируемых объектах. С помощью метода Галеркина, получена двумерная явная двухслойная линейная схема для внутренних и граничных узловых точек исследуемых объектов. Шаг по временной переменной определяем из условия Куранта-Фридрихса-Леви. Систему с бесконечным числом неизвестных привели к системе с конечным числом неизвестных. Исследуемая область разбивается на конечные элементы первого порядка, так как конечные элементы первого порядка позволяют хорошо моделировать фронты нестационарных волн в деформируемых телах, а также аппроксимировать разрывы на фронтах различных волн. На основе численного метода конечных элементов разработана методика, разработан алгоритм и составлен комплекс программ для решения двумерных волновых задач динамической теории упругости. Оценка точности и достоверности (верификация) рассматриваемого численного метода, алгоритма и комплекса программ приведена в следующих работах [1, 6, 8–15, 20–24]. Приводится численное решение задачи о моделировании нестационарных сейсмических волн на мелкозаглубленное сооружение.

ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВОЛН НАПРЯЖЕНИЙ

Рассматривается задача о распространении в упругой полуплоскости (рис. 1) плоской продольной волны в виде двух трапеций и двух треугольников (рис. 2) для оценки физической достоверности и математической точности [10].

Исследуемая задача впервые решена В.К. Мусаем с помощью разработанной методики, алгоритма и комплекса программ [10].

Расчеты проводились при следующих единицах измерения: килограмм-сила (кгс); сантиметр (см); секунда (с). Для перехода в другие единицы измерения были приняты следующие допущения: $1 \text{ кгс/см}^2 \approx 0,1 \text{ МПа}$; $1 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2/\text{см}^4 \approx 10^9 \text{ кг/м}^3$.

На границе полуплоскости АВ (рис. 1) приложено нормальное напряжение σ_y , которое изменяется от $0 \leq n \leq 101$ ($n=t/\Delta t$) и максимальное значение равно P ($P=\sigma_0$, $\sigma_0 = -0,1 \text{ МПа}$ (-1 кгс/см^2)). Граничные условия для контура BCDA при $t=0$ $u=v=\dot{u}=\dot{v}$. Отраженные волны от контура BCDA не доходят до исследуемых точек при $0 \leq n \leq 160$. Расчеты проведены при следующих исходных данных: $H=\Delta x=\Delta y$; $\Delta t=1,862 \times 10^{-6} \text{ с}$;

$E=2,1 \times 10^5 \text{ МПа}$ ($2,1 \times 10^6 \text{ кгс/см}^2$); $\nu=0,3$; $\rho=0,8 \times 10^4 \text{ кг/м}^3$ ($0,8 \times 10^{-5} \text{ кгс} \cdot \text{с}^2/\text{см}^4$); $C_p = 5371 \text{ м/с}$; $C_s = 3177 \text{ м/с}$. Исследуемая расчетная (аппроксимированная) область имеет 2004002 узловые точки. Решается система уравнений из 8016008 неизвестных по явной двухслойной схеме. Результаты расчетов волновых напряжений получены в характерных точках B1–B10 исследуемой области (рис. 1). В качестве примера на рис. 3 приводится изменение нормального напряжения σ_y ($\sigma_y = \sigma_y / |\sigma_0|$) (рис. 1) во времени n в точке B1 (1 – численное решение; 2 – аналитическое решение).

В данном случае можно использовать условия на фронте плоской волны, которые изложены в работе Тимошенко С.П., Гудьер Д. [16]. На фронте плоской продольной волны имеются следующие аналитические зависимости для плоского напряженного состояния: $\sigma_y = -|\sigma_0|$. Отсюда видим, что точное решение задачи соответствует воздействию σ_0 (рис. 2).

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЛН НАПРЯЖЕНИЙ В МЕЛКОЗАГЛУБЛЕННОМ СООРУЖЕНИИ ПРИ ВНЕШНЕМ СЕЙСМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Рассматривается задача о моделировании напряженного состояния в сооружении неглубокого заложения (рис. 4) при волновом сейсмическом воздействии в виде ступеньки или функции Хевисайда (рис. 5).

Расчеты проводились при следующих единицах измерения: килограмм-сила (кгс); сантиметр (см); секунда (с). Для перехода в другие единицы измерения были приняты следующие допущения: $1 \text{ кгс/см}^2 \approx 0,1 \text{ МПа}$; $1 \text{ кгс} \cdot \text{с}^2/\text{см}^4 \approx 10^9 \text{ кг/м}^3$. Исследуемая задача впервые решена В.К. Мусаем с помощью разработанной методики, алгоритма и комплекса программ [10].

Начальные условия приняты нулевыми. От точки F параллельно свободной поверхности GFE приложено нормальное напряжение σ_x , которое при $0 \leq n \leq 11$

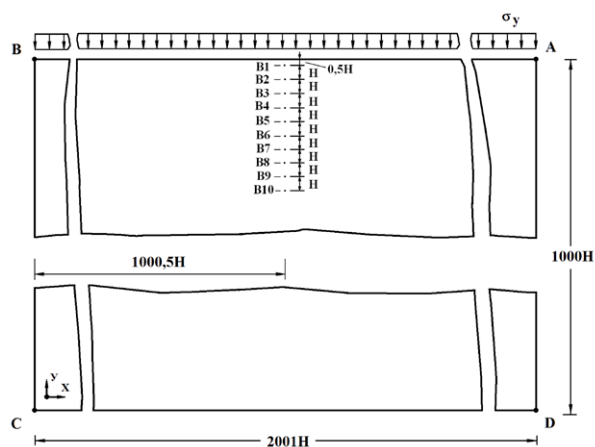


Рис. 1.

Постановка задачи о распространении плоских продольных волн в виде двух трапеций и двух треугольников в упругой полуплоскости. Составлено автором

($n=\tau/\Delta t$) изменяется от 0 до Р ($P = \sigma_0$, $\sigma_0 = 0,1$ МПа (1 кгс /см²)). Граничные условия для контура ГНГА объекта при $\tau > 0$ $u=v=\dot{u}=\dot{v}=0$. Отраженные волны от контура ГНГА объекта не доходят до исследуемых точек при $0 \leq n \leq 500$. Решается система уравнений из 16016004 неизвестных. Контурные напряжения получены в точках А1-А10 (рис. 6).

Расчеты проведены при следующих исходных данных: $H=\Delta x=\Delta y$; $\Delta t=1,393 \cdot 10^{-6}$ с; $E=3,15 \cdot 10^4$ МПа ($3,15 \cdot 10^5$ кгс/см²); $\nu=0,2$; $\rho=0,255 \cdot 10^4$ кг/м³ ($0,255 \cdot 10^{-5}$ кгс с²/см⁴); $C_p=3587$ м/с; $C_s=2269$ м/с. Контурное напряжение σ_k получено в точках А1 (рис. 7), А4 (рис. 8), А8 (рис. 9) и А10 (рис. 10).

ВЫВОДЫ

1. Для анализа нестационарных волновых задач был создан набор программных инструментов, разработанный Мусаяевым В.К.
2. В результате исследования научных трудов, посвященных динамическому моделированию деформируемых объектов, был разработан ряд рекомендаций.
3. Доказано, что для корректного решения задачи необходимо, чтобы все условия были соблюдены, в

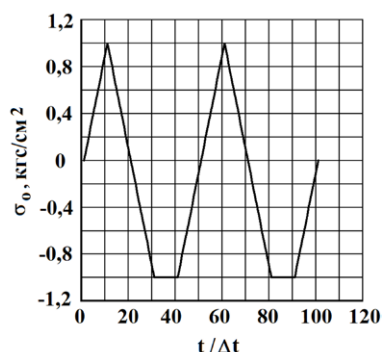


Рис. 2.

Импульсное воздействие в виде двух периодов из треугольника и трапеции. Составлено автором

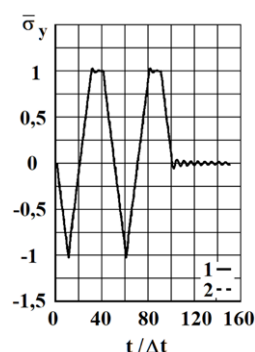


Рис. 3.

Изменение упругого нормального напряжения σ_x во времени в точке В1: 1 – численное (цифровое) решение; 2 – аналитическое (точное) решение. Составлено автором

том числе использование любой системы координат в расчетной схеме.

4. Результаты, которые были получены, должны быть доступны для понимания читателями, чтобы они могли оценить их и воспроизвести другими численными методами.
5. Для определения способности технических систем выдерживать нагрузки и сохранять целостность можно использовать анализ напряженного состояния.

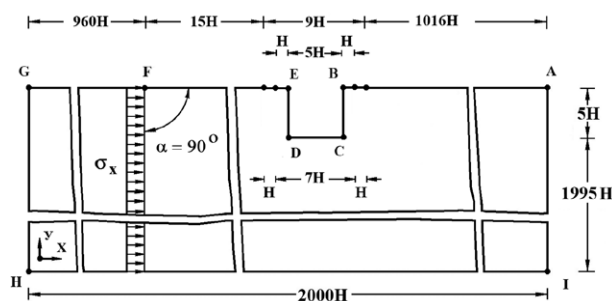
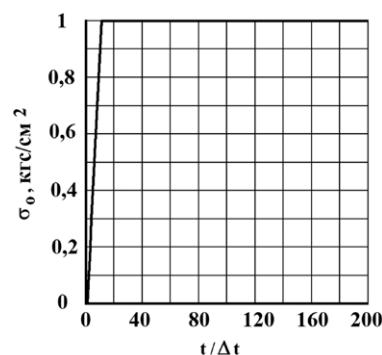


Рис. 4.

Постановка задачи о сейсмическом волновом воздействии на мелкозаглубленное сооружение. Составлено автором



РПС. 5.

Импульсное воздействие в виде ступеньки. Начальные условия приняты нулевыми. Составлено автором

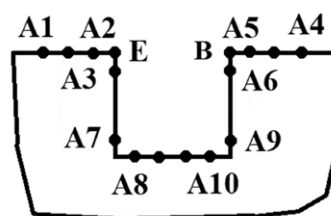


Рис. 6.

Точки, в которых получены упругие напряжения в сооружении неглубокого заложения. Составлено автором

6. Для того чтобы обеспечить достоверность численного метода расчетов напряженного состояния, необходимо провести верификацию. Это связано с тем, что при переходе от перемещений к деформациям через производную происходит потеря точности полученных результатов.
7. Была решена задача о распространении волны в упругой полуплоскости импульса, состоящего из двух периодов треугольника и трапеции. Сравнение полученных результатов с точным решением позволяет сделать вывод о том, что разработанный вычислительный комплекс продемонстрировал их полное соответствие.
8. Была решена задача, связанная с сейсмическим влиянием на конструкцию, которая находится на небольшой глубине. Сейсмическое воздействие моделировалось в виде резкого изменения интенсивности. В результате были определены напряжения в ключевых зонах рассматриваемой задачи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дикова Е.В. Достоверность численного метода, алгоритма и комплекса программ В.К. Мусаева при решении задачи о распространении плоских продольных упругих волн (восходящая часть – линейная, нисходящая часть – четверть круга) в полуплоскости // Международный журнал экспериментального образования. 2016. № 12–3. С. 354–357.
2. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир, 1975. 543 с.
3. Кольский Г. Волны напряжений в твердых телах. М.: Иностранная литература, 1955. 192 с.
4. Кузнецов С.В., Нафасов А.Э. Моделирование распространения сейсмических волн и их взаимодействия с горизонтальными сейсмическими барьерами // Вестник НИЦ строительство. Исследования по теории сооружений. 2011. № 3–4. С. 43–54.
5. Кукуджанов В.Н., Кузнецов С.В., Гришин А.С., Левитин А.А. Исследование распространения ударных волн в упругом слое и призма-

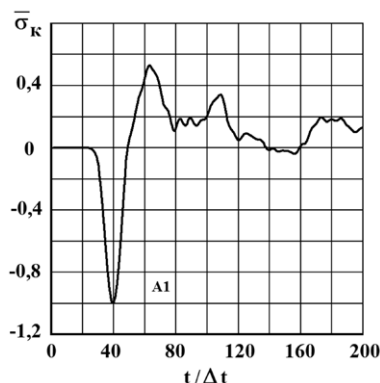


Рис. 7.

Изменение упругого контурного напряжения в точке A1 во времени. Составлено автором

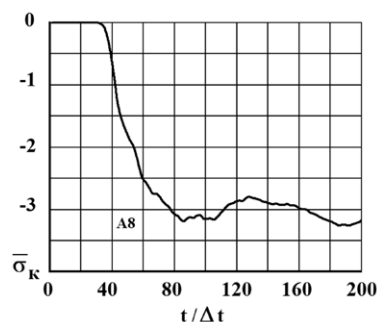


Рис. 9.

Изменение упругого контурного напряжения в точке A8 во времени. Составлено автором

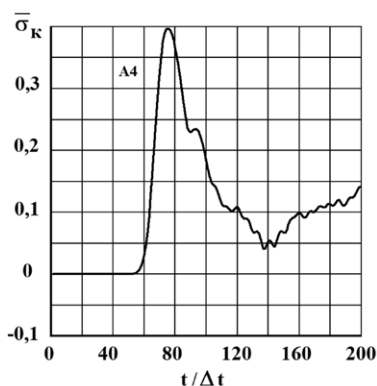


Рис. 8.

Изменение упругого контурного напряжения в точке A4 во времени. Составлено автором

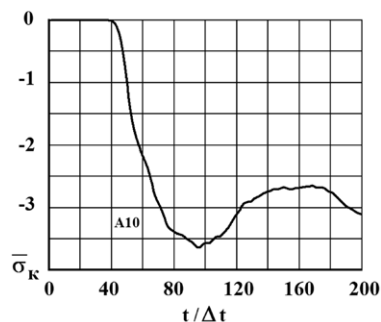


Рис. 10.

Изменение упругого контурного напряжения в точке A10 во времени. Составлено автором

- тическом стержне // Вестник НИЦ строительство. Исследования по теории сооружений. 2011. № 3–4. С. 35–42.
6. Куранцов В.А., Стародубцев В.В., Мусаев А.В., Самойлов С.Н., Кузнецов М.Е. Моделирование импульса (первая ветвь: восходящая часть – четверть круга, нисходящая часть – линейная; вторая ветвь: треугольник) в упругой полуплоскости с помощью численного метода Мусаева В.К. // Проблемы безопасности российского общества. 2017. № 2. С. 51–55.
 7. Морозов Н.Ф., Братков В.А., Кузнецов С.В. Сейсмические барьеры для защиты от поверхностных и головных волн: множественные рассеиватели и метаматериалы // Известия российской академии наук. Механика твердого тела. № 6. 2021. С. 33–44.
 8. Мусаев В.К. О моделировании сейсмической волны параллельной свободной поверхности упругой полуплоскости // Строительная механика инженерных конструкций и сооружений. 2009. № 4. С. 61–64.
 9. Мусаев В.К. Применение волновой теории сейсмического воздействия для моделирования упругих напряжений в Курпсайской плотине с грунтовым основанием при незаполненном водохранилище // Геология и геофизика Юга России. 2017. № 2. С. 98–105.
 10. Мусаев В.К. Математическое моделирование нестационарных волн напряжений в деформируемых телах при ударных, взрывных и сейсмических воздействиях. М.: Российский университет транспорта, 2021. 629 с. ISBN 978-5-7473-1067-4.
 11. Спиридонов В.П. Определение некоторых закономерностей волнового напряженного состояния в геобъектах с помощью численного метода, алгоритма и комплекса программ В.К. Мусаева // Современные наукоемкие технологии. 2015. № 12–5. С. 832–835.
 12. Стародубцев В.В., Мусаев А.В., Куранцов В.А., Мусаева С.В., Кулагина Н.В. Оценка точности и достоверности моделирования плоских нестационарных упругих волн напряжений (треугольный импульс) в полуплоскости с помощью численного метода, алгоритма и комплекса программ Мусаева В.К. // Проблемы управления безопасностью сложных систем. Мат-лы XXIV Междунар. конф. М.: РГГУ. 2016. С. 352–355.
 13. Стародубцев В.В., Акатьев С.В., Мусаев А.В., Шиянов С.М., Куранцов О.В. Моделирование упругих волн в виде импульсного воздействия (восходящая часть – четверть круга, нисходящая часть – четверть круга) в полуплоскости с помощью численного метода Мусаева В.К. // Проблемы безопасности российского общества. 2017. № 1. С. 36–40.
 14. Стародубцев В.В., Акатьев С.В., Мусаев А.В., Шиянов С.М., Куранцов О.В. Моделирование с помощью численного метода Мусаева В.К. нестационарных упругих волн в виде импульсного воздействия (восходящая часть – четверть круга, средняя – горизонтальная, нисходящая часть – линейная) в сплошной деформируемой среде // Проблемы безопасности российского общества. 2017. № 1. С. 63–68.
 15. Стародубцев В.В., Мусаев А.В., Дикова Е.В., Крылов А.И. Моделирование достоверности и точности импульсного воздействия в упругой полуплоскости с помощью численного метода, алгоритма и комплекса программ Мусаева В.К. // Информационно-телекоммуникационные технологии и математическое моделирование высокотехнологичных систем. Мат-лы Всероссийской конф. с междунар. участием. М.: РУДН. 2017. С. 339–341.
 16. Тимошенко С.П., Гудьер Д. Теория упругости. М.: Наука, 1975. 576 с.
 17. BELOSTOTSKY A.M., AKIMOV P.A., DMITRIEV D.S. About methods of seismic analysis of underground structures // International Journal for Computational Civil and Structural Engineering. 2018. Vol. 14, Is. 3. P. 14–25.
 18. BELOSTOTSKY A.M., POTAPENKO A.L., AKIMOV P.A. Universal software system «STADTO» for the numerical solution of linear and nonlinear problems of the field theory, statics, stability and dynamics of spatial combined systems: general parameters and superelemental featerus // International Journal for Computational Civil and Structural Engineering. 2018. Vol. 14, Is. 3. P. 26–41.
 19. BRATOV V.A., ILYASHENKO A.V., KUZNETSOV S.V., LIN T.-K., MOROZOV N.F. Homogeneous horizontal and vertical seismic barriers: Mathematical foundation and dimensional analysis // Materials Physics and Mechanics. 2019. 44 (2020). P. 61–65.
 20. MUSAYEV V.K. Estimation of accuracy of the results of numerical simulation of unsteady wave of the stress in deformable objects of complex shape // International Journal for Computational Civil and Structural Engineering. 2015. Vol. 11, Is. 1. P. 135–146.
 21. MUSAYEV V.K. Computer simulation of unsteady elastic stress waves in a console and a ten-storey building under fundamental influence in the form of a Heaviside function // RENSIT: Radioelectronics. Nanosystems. Information technologies. 2022. N14(2). P. 187–196.
 22. MUSAYEV V.K. Modeling of seismic waves stresses in a half-plane with a vertical cavity filled with water (the ratio of width to height is one to ten) // International Journal for Computational Civil and Structural Engineering. 2022. Vol. 18, Is. 3. P. 114–125.
 23. MUSAYEV V.K. Mathematical Modeling of Stresses Under Unsteady Wave Action in Geo-Objects // Power Technology and Engineering. 2023. 57(3). P. 351–364.
 24. MUSAYEV V.K. Mathematical Modeling of Explosive and Seismic Impacts on an Underground Structure

// Power Technology and Engineering. 2024. 57(6). P. 875–881.

REFERENCES

1. DIKOVA E.V. Reliability of the numerical method, algorithm and software package Musayev V.K. in solving the problem of propagation of plane longitudinal elastic waves (ascending part-linear, descending part-quarter circle) in a half-plane. *Mezhdunarodnyy zhurnal eksperimental'nogo obrazovaniya*. 2016;12–3:354–357. (In Russian).
2. ZENKEVICH O. The finite element method in engineering. Moscow: Mir, 1975:543. (In Russian).
3. KOI'SKII G. Stress waves in solids. Moscow: Inostrannaya literatura, 1955:192. (In Russian).
4. KUZNETSOV S.V., NAFASOV A.E. Modeling the propagation of seismic waves and their interaction with horizontal seismic barriers. *Vestnik NITS stroitel'stvo. Issledovaniya po teorii sooruzheniy*. 2011;3–4:43–54. (in Russian).
5. KUKUDZHANOV V.N., KUZNETSOV S.V., GRISHIN A.S., LEVITIN A.L. Investigation of shock wave propagation in an elastic layer and a prismatic rod. *Vestnik NITS stroitel'stvo. Issledovaniya po teorii sooruzheniy*. 2011;3–4: 35–42. (In Russian).
6. KURANTSOV V.A., STARODUBTSEV V.V., MUSAYEV A.V., SAMOILOV S.N., KUZNETSOV M.E. Pulse modeling (first branch: ascending part – quarter circle, descending part – linear; second branch: triangle) in an elastic half-plane using the numerical method of Musayev V.K. *Problemy bezopasnosti rossiyskogo obshchestva*. 2017;2:51–55. (In Russian).
7. MOROZOV N.F., BRATKOV V.A., KUZNETSOV S.V. Seismic barriers for protection against surface and headwaves: multiple scatterers and metamaterials. *Izvestiya rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika tverdogo tela*. 2021;6:33–44. (In Russian).
8. MUSAYEV V.K. On modeling a seismic wave parallel to the free surface of an elastic half-plane. *Stroitel'naya mekhanika inzhenernykh konstruktsiy i sooruzheniy*. 2009;4:61–64. (In Russian).
9. MUSAYEV V.K. Application of the wave theory of seismic impact for modeling elastic stresses in the Kurpsai dam with a soil base in an unfilled reservoir. *Geologiya i geofizika Yuga Rossii*. 2017;2:98–105. (In Russian).
10. MUSAYEV V.K. Mathematical modeling of unsteady stress waves in deformable bodies under shock, explosive and seismic impacts. Moscow: Rossiyskiy universitet transporta, 2021:629. ISBN 978-5-7473-1067-4. (In Russian).
11. SPIRIDONOV V.P. Determination of some patterns of the wave stress state in geo objects using the numerical method, algorithm and software package of Musayev V.K. *Sovremennyye naukoymkiye tekhnologii*. 2015;12–5:832–835. (In Russian).
12. STARODUBTSEV V.V., MUSAYEV A.V., KURANTSOV V.A., MUSAEVA S.V., KULAGINA N.V. Evaluation of the accuracy and reliability of modeling plane unsteady elastic stress waves (triangular pulse) in a half-plane using the numerical method, algorithm and software package of Musayev V.K. Problems of security management of complex systems. Materials of the XXIV International Conference. Moscow: RGGU. 2016:352–355. (In Russian).
13. STARODUBTSEV V.V., AKATIEV S.V., MUSAYEV A.V., SHIYANOV S.M., KURANTSOV O.V. Modeling of elastic waves in the form of pulsed action (ascending part is a quarter circle, descending part is a quarter circle) in a half-plane using the numerical method of Musayev V.K. *Problemy bezopasnosti rossiyskogo obshchestva*. 2017;1:36–40. (In Russian).
14. STARODUBTSEV V.V., AKATIEV S.V., MUSAYEV A.V., SHIYANOV S.M., KURANTSOV O.V. Modeling using the numerical method of Musayev V.K. Unsteady elastic waves in the form of pulsed action (ascending part – quarter circle, middle – horizontal, descending part – linear) in a continuous deformable medium. *Problemy bezopasnosti rossiyskogo obshchestva*. 2017;1:63–68. (In Russian).
15. STARODUBTSEV V.V., MUSAYEV A.V., DIKOVA E.V., KRYLOV A.I. Modeling the reliability and accuracy of pulse action in an elastic half-plane using a numerical method, algorithm and software package V.K. Musayev. Information and telecommunication technologies and mathematical modeling of high-tech systems. Materials of the All-Russian conference with international participation. Moscow: RUDN. 2017:339–341. (In Russian).
16. TIMOSHENKO S.P., GOODYEAR D. Theory of elasticity. Moscow: Nauka. 1975:576. (In Russian).
17. BELOSTOTSKY A.M., AKIMOV P.A., DMITRIEV D.S. About methods of seismic analysis of underground structures. *International Journal for Computational Civil and Structural Engineering*. 2018;14;(3):14–25.
18. BELOSTOTSKY A.M., POTAPENKO A.L., AKIMOV P.A. Universal software system «STADTO» for the numerical solution of linear and nonlinear problems of the field theory, statics, stability and dynamics of spatial combined systems: general parameters and superelemental featerus. *International Journal for Computational Civil and Structural Engineering*. 2018;14;(3):26–41.
19. BRATOV V.A., ILYASHENKO A.V., KUZNETSOV S.V., LIN T.-K., MOROZOV N.F. Homogeneous horizontal and vertical seismic barriers: Mathematical foundation and dimensional analysis. *Materials Physics and Mechanics*. 2019;44;(2020):61–65.
20. MUSAYEV V.K. Estimation of accuracy of the results of numerical simulation of unsteady wave of the stress in deformable objects of complex shape. *International Journal for Computational Civil and Structural Engineering*. 2015;11;1:135–146.

21. MUSAYEV V.K. Computer simulation of unsteady elastic stress waves in a console and a ten-storey building under fundamental influence in the form of a Heaviside function. RENSIT: Radioelectronics. Nanosystems. Information technologies. 2022.;14;(2):187–196.
22. MUSAYEV V.K. Modeling of seismic waves stresses in a half-plane with a vertical cavity filled with water (the ratio of width to height is one to ten). International Journal for Computational Civil and Structural Engineering. 2022;18;(3):114–125.
23. MUSAYEV V.K. Mathematical Modeling of Stresses Under Unsteady Wave Action in Geo-Objects. Power Technology and Engineering. 2023;57;(3):351–364.
24. MUSAYEV V.K. Mathematical Modeling of Explosive and Seismic Impacts on an Underground Structure. Power Technology and Engineering. 2024;57(6):875–881.

Мусаев Вячеслав Кадыр оглы,
д.т.н., профессор Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе, Центрального научно-исследовательского и проектного института Минстроя России, Российского университета транспорта, Российской академии ракетных и артиллерийских наук

☎ 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23,
тел.: +7 (926) 567-05-58, e-mail: musayev-vk@yandex.ru

УДК 620.9

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-34-42

Научная статья

EDN: HKREID

ТРАНСФОРМАЦИЯ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ РОСТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

В.В. БЕССЕЛЬ^{1,2}, А.С. ЛОПАТИН¹,
А.В. МУРАДОВ¹, М.Н. ФИЛАТОВА¹

¹ РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА,
МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
² ООО «НЬЮТЕК СЕРВИСЭЗ», МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

Вопросы, связанные с трансформацией глобальной энергетики, во многом определяют перспективы устойчивого развития мировой экономики и затрагивают стратегические интересы ведущих экономических стран, в том числе и России. В статье обоснована необходимость вовлечения всех возможных энергетических ресурсов для обеспечения мирового экономического развития в условиях, когда, несмотря на существенно большие инвестиции в единицу производимой энергии из возобновляемых источников по сравнению с тепловой энергетикой, они не смогут в ближайшие десятилетия удовлетворить растущие потребности человечества в потреблении энергии, и углеводороды в среднесрочной перспективе продолжат доминировать в мировой энергетике.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: энергетика, энергопотребление, энергопереход, энергетические ресурсы, органическое топливо, возобновляемые источники энергии

Вопросы, связанные с развитием мировой энергетики, широко обсуждаются не только в кругу ученых, специалистов и экспертов в этой области, но, являясь во многом определяющими в обеспечении устойчивого развития мировой экономики, стали объектом пристального внимания широкого круга людей, зачастую далеких от понимания реальных проблем и перспектив энергетики. Следствием этого являются абсолютно противоположные и ничем не подкрепленные модели энергетического будущего нашей планеты, распространяемые в средствах массовой информации. Поток информации о глобальном потеплении, энерге-

Original article

THE TRANSFORMATION OF GLOBAL ENERGY IN THE CONTEXT OF INCREASING ENERGY CONSUMPTION

V.V. BESSEL^{1,2}, A.S. LOPATIN¹,
A.V. MURADOV¹, M.N. FILATOVA¹

¹ NATIONAL UNIVERSITY OF OIL AND GAS
«GUBKIN UNIVERSITY», MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

² NEWTECH SERVICES LLC, MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

Issues related to the transformation of global energy largely determine the prospects for sustainable development of the global economy and affect the strategic interests of leading economic countries, including Russia. The article substantiates the need to involve all possible energy resources to ensure global economic development in an environment where, despite significantly large investments in a unit of energy produced from renewable sources compared to thermal energy, they will not be able to meet the growing energy consumption needs of mankind in the coming decades, and hydrocarbons will continue to dominate the global economy in the medium term. energy industry.

KEYWORDS: energy, energy consumption, energy transfer, energy resources, organic fuels, renewable energy sources

тическом кризисе, возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), конце века углеводородов, уникальных энергетических проектах ежедневно обрушивается с новостных лент телевидения, страниц интернета. И в этом нет ничего удивительного, ибо само понятие энергии нельзя рассматривать сегодня только в физическом, техническом и технологических аспектах, не обращая внимание на экономические, политические, социально-философские, психологические и другие факторы.

Энергетика – отрасль стратегическая, определяющая и мощь государств, имеющих доступ к энергии и благосостояние населения. Однако, что мы отчетливо видим в последние годы, энергетика может быть использована в далеко не способствующих провозглашенным еще на конференции ООН по окружающей среде и развитию в Рио-де-Жанейро в 1992 г. и разви-

тых в ряде документов на сентябрьском саммите ООН 2015 г. целях устойчивого развития человечества, а в прямо противоположных, связанных с давлением на неугодные страны, диверсиями, вооруженными конфликтами. В этой связи нельзя не отметить, и это прекрасно понимали многие из тех, кому мы обязаны современными достижениями энергетики, что она является и страшным оружием, способным уничтожить нашу планету.

Вопросы, связанные с этим, освещены в целом ряде работ, в том числе, выполненных с участием авторов статьи [4–6, 11–16 и др.].

Отметим, что экономическое развитие неизбежно вызывает рост энергопотребления, что, в свою очередь, помимо опасений, связанных с увеличением нагрузки на окружающую нас среду, вызывает и опасения другого рода – а хватит ли нам ресурсов для энергетического будущего хотя бы в среднесрочной перспективе, пока не будет найден решающий эту проблему источник энергии?

На рисунке 1 показана динамика потребления энергии в мире и по его отдельным регионам за период 1984–2023 гг. [21].

Как видно из приведенных данных, мировое потребление энергии выросло в ~2,1 раза с 7,06 млрд т н.э. в 1984 г. до 14,8 млрд т н.э. в 2023 г. [21].

Наибольший рост энергопотребления показали бурно развивающиеся страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) – в ~5,22 раза

(~10,54% ежегодно) и страны Ближнего Востока – в ~5,1 раза (~10,38% ежегодно).

Меньшие темпы роста отмечались в странах:

- Африки рост – в ~2,7 раза (~4,25% ежегодно);
- Центральной и Южной Америке – в ~2,62 раза (~4,04% ежегодно);
- Северной Америки – в ~1,35 раза (~0,86% ежегодно).

В странах Европы за указанный период энергопотребление выросло в ~1,08 раза (~0,21% ежегодно) с 1,71 млрд т н.э. в 1984 году до 1,86 млрд т н.э. в 2023 г., однако устойчивый рост наблюдался до 2006 г., когда потребление энергии выросло до 2,22 млрд т н.э., а после этого наблюдается устойчивое снижение потребления энергии.

Если судить по приведенному графику, то в странах СНГ наблюдалось снижение потребления энергии ~0,76 (~0,6% ежегодно). Однако, анализируя данные, приведенные в Статистическом обзоре мировой энергетики за 2023 год [21], следует отметить что после развала СССР до 1998 г. энергопотребление стран СНГ (без Украины, данные по которой были отнесены к Европе) снизилось до 0,74 млрд т н.э. в 1998 г. в силу катастрофического развала экономики, а начиная с 1999 г. устойчиво росло в течение 25 лет (~1,18% ежегодно, что выше, чем ежегодные темпы роста энергопотребления в странах Северной Америки и Европы).

Ежегодный рост мирового энергопотребления за анализируемый период (~2,74%) был вызван увеличе-

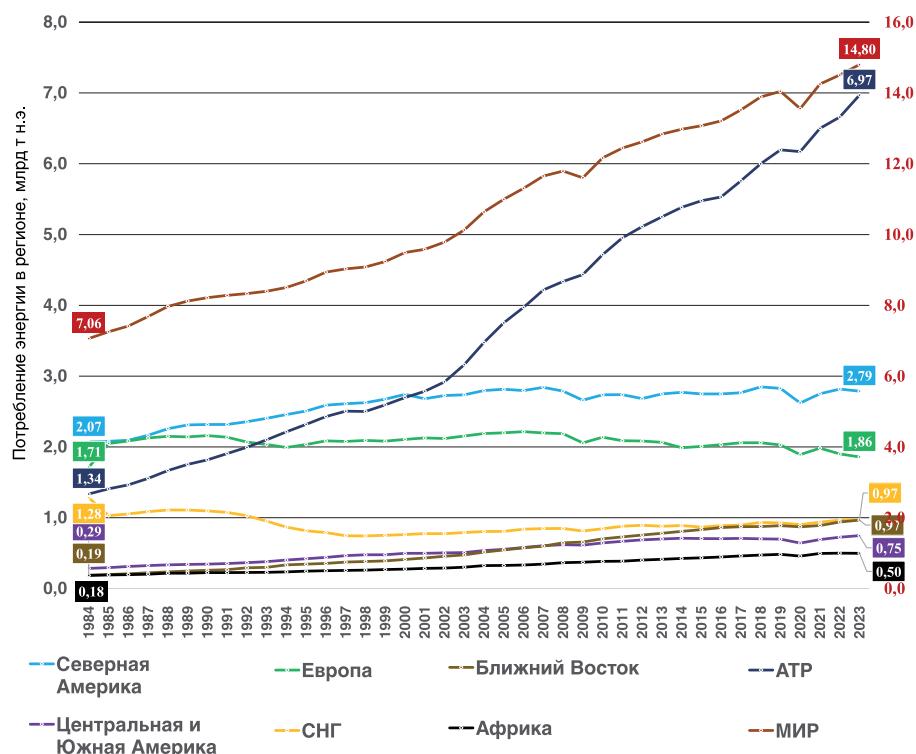


РИС. 1.

Динамика энергопотребления (млрд т н.э.) в мире и регионах мира в 1984–2023 гг.

нием потребления энергии на душу населения (рис. 2) и ростом численности населения Земли [21].

Как видно из приведенных данных душевое потребление энергии за 40 лет выросло на 24,3% (с 1,48 до 1,84 т н.э.). Устойчивый рост душевого потребления энергии (~0,6% ежегодно) был связан прежде всего (за исключением 2009 г. – года глобального экономического кризиса, и 2020 г. – года массовой эпидемии COVID):

– с формированием новых технологических укладов;

– с ростом уровня «энергетического комфорта».

Прекрасно понимая, что в мире остается немало регионов, где сложно говорить об «энергетическом комфорте», и в них потребление энергии будет неизбежно значительно увеличиваться, нельзя не отметить, что и в странах-лидерах энергопотребления с высоким уровнем жизни вряд ли стоит ожидать снижения уровня душевого потребления, ибо подавляющее большинство населения этих стран, как показывают многочисленные опросы, жить хуже, отказывая себе в отдельных элементах комфорта, не хочет.

А есть ли тенденция к сокращению населения Земли? Отдельные группы ученых придерживаются точки зрения, что этот период настанет буквально в ближайшие годы. Но на чем основаны их прогнозы?

Когда в 2017 г. 50 нобелевских лауреатов спросили, что представляет наибольшую угрозу для будущего человечества, треть из них выразили мнение, что это «грядущая перенаселенность планеты» [27].

Сложно не согласиться с тем аргументом ученых, обосновывающих грядущее снижение населения, что чем люди здоровее, богаче, лучше образованы и дольше живут – тем они, как правило, имеют меньше детей. Но в настоящее время и в среднесрочной перспективе рост населения приходится связывать не с состоятельными странами, такими как США, Германия, Китай и др., где уровень рождаемости уже сейчас недостаточен для поддержания численности их населения.

Пик прогноза окончания роста населения планеты даже учеными-сторонниками этой теории все время сдвигается и в настоящее время прогнозируется на 2040-е–2050-е годы, после чего, согласно, например, анализу 2020 г., проведенному исследователями Фонда Гейтса, ожидается, что к концу века население Земли сократится на 1 млрд человек по сравнению с пиковым значением, а в крайнем сценарии может сократиться почти на 2 млрд человек [7].

На наш взгляд, если не рассматривать возможность катастрофических войн, которые вообще могут поставить вопрос о существовании человечества, и если не прогнозировать искусственно созданные или возникшие естественным путем эпидемии еще более страшные, чем вызванные коронавирусом COVID-19, то никаких реальных оснований для вывода о предстоящем сокращении населения планеты в

среднесрочной перспективе не наблюдается, а в том, что пока весьма значителен ежедневный и ежегодный рост населения, несложно убедиться по данным счетчика населения [17].

По данным из отчета Немецкого фонда мирового населения (Deutsche Stiftung Weltbevölkerung, DSW), население Земли увеличилось на 81,6 миллиона человек в 2024 г. и составляет 8,156 млрд человек. По оценкам ООН, через 12 лет население Земли может превысить 9 миллиардов человек [18].

Как показывают многочисленные исследования, в том числе проведенные с участием авторов данной статьи, если рост численности населения продолжится такими же темпами, как с 1960 г. – 70–90 млн человек в год, то можно оценить, что к 2100 г. численность населения Земли достигнет 12–14 млрд человек [17].

На основании данных по росту душевого потребления и росту численности населения Земли был сделан прогноз глобального потребления энергии до 2100 г. [13], результаты которого показаны на рис. 3.

Прогнозные оценки энергопотребления до 2100 г. были сделаны по трем возможным сценариям [13]:

- «энергозатратный», предполагающий, что никаких существенных инфраструктурных изменений в глобальной энергетике не будет;
- «консервативный», предполагающий, что до 15–20% энергетической инфраструктуры будет модернизировано до современного уровня;
- «энергоэффективный», который предполагает, что до 50% глобальной энергетической инфраструктуры будет модернизировано до современных требований.

Для оценки адекватности полученных прогнозных значений было проведено сравнение с подобными результатами ведущих энергетических компаний и аналитических агентств, которые также указаны на рис. 3.

Несмотря на то, что на полученные энергетическими «majors» оценки колоссальное давление оказывала так называемая «зеленая повестка», прогнозы энергопотребления, особенно в 2040–2050 гг., соответствуют «энергоэффективному» сценарию и достаточно близко подходят к оценкам, сделанным по «консервативному» сценарию, который, как показывает практика жизни, скорее всего и будет реализован [13].

Таким образом, мы с достаточной степенью достоверности можем оценить, что если будет реализован «энергоэффективный» сценарий (что маловероятно), глобальное энергопотребление к 2050 г. вырастет до 16–18 млрд т н.э., а к 2100 г. – до 24–26 млрд т н.э. (то есть фактически удвоится к существующему уровню); а при «консервативном» сценарии (вероятность реализации которого наибольшая) к 2050 г. энергопотребление вырастет до 20–22 млрд т н.э., к 2100 г. – до 34–36 млрд т н.э. (то есть почти утроится к существующему уровню).

И если даже допустить снижение темпов роста и даже некоторое сокращение населения Земли во



РИС. 2.

Динамика душевого потребления энергии (т н.э.) за период 1984–2023 гг.

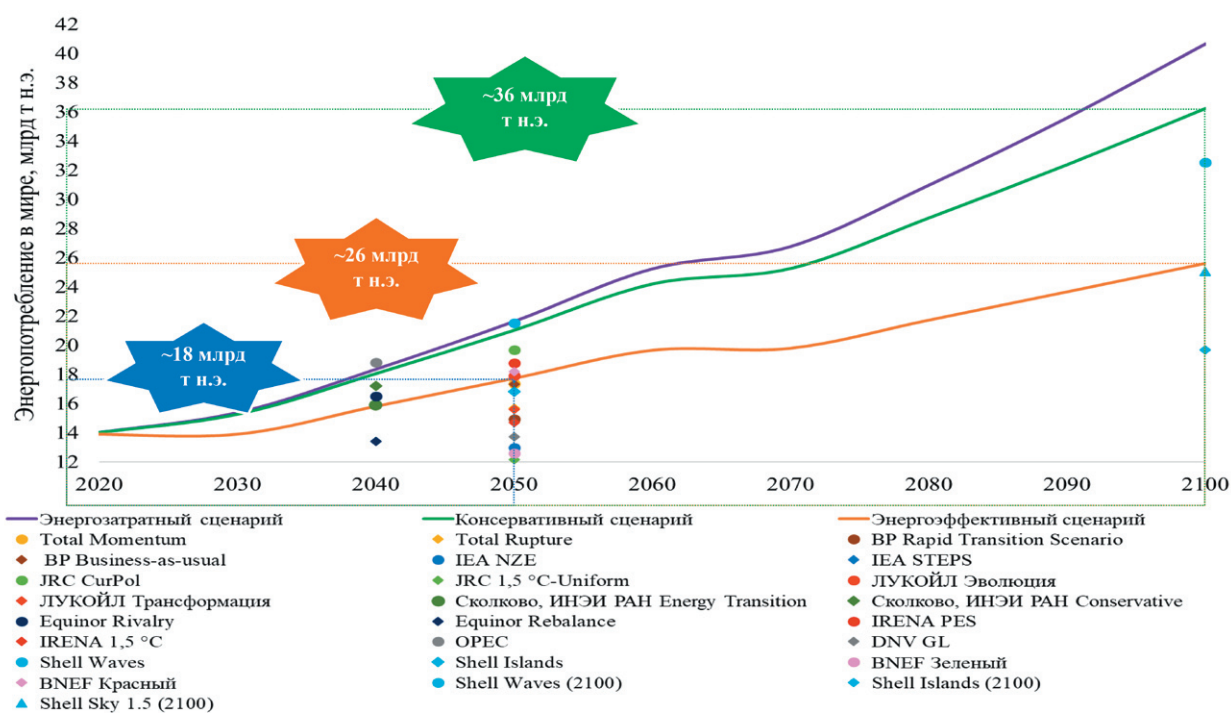


РИС. 3.

Прогноз глобального энергопотребления (млрд т н.э.) до 2100 года

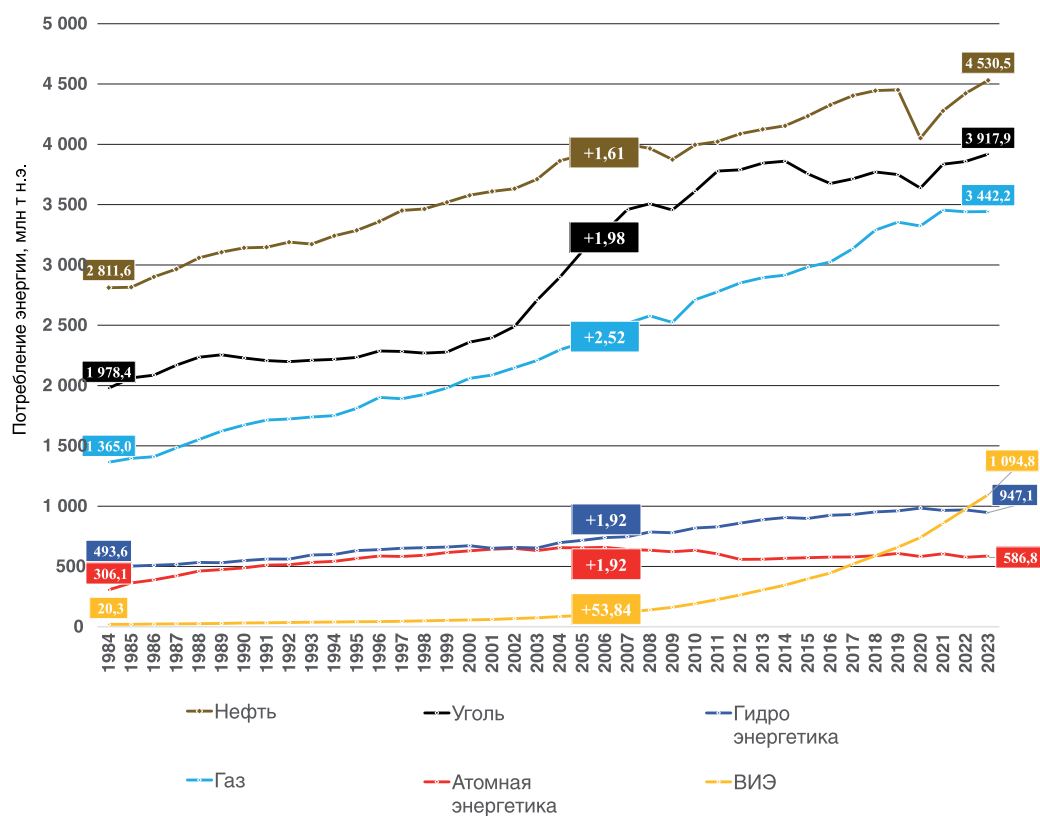


РИС. 4.

Динамика потребления энергии (млн т н.э.) из разных источников в 1984–2023 гг.

ТАБЛИЦА 1.

Запасы нефти (млрд т), газа (трлн м³) и УВС (млрд т н.э.) на конец 2020 г., добыча нефти (млн т), газа (млрд м³) и УВС (млн т н.э.) в 2023 г. и значение коэффициента "reserves-to-production ratio" (лет добычи) в мире и регионах

Регион	Запасы нефти, млрд т	Добыча нефти, млрд т	R-P-R нефти, лет	Запасы газа, трлн м³	Добыча газа, млрд м³	R-P-R газа, лет	Запасы УВС, млрд т н.э.	Добыча УВС, млн т н.э.	R-P-R УВС, лет
Северная Америка	36,1	1207,5	29,9	15,2	1261,1	12,1	49,2	2290,0	21,5
Центральная и Южная Америка	50,8	378,1	134,4	7,9	162,0	48,8	57,6	517,2	111,4
Европа	1,8	152,1	11,7	3,2	204,3	15,7	4,5	327,5	13,8
Россия	14,8	541,7	27,3	37,4	586,4	63,8	46,9	1045,0	44,9
СНГ (без России)	5,1	133,6	38,1	19,2	187,2	102,6	21,6	294,2	73,3
Ближний Восток	113,2	1413,9	80,1	75,8	712,7	106,4	178,3	2025,7	88,0
Африка	16,6	341,5	48,8	12,9	253,6	50,9	27,6	559,3	49,4
АТР	6,1	345,7	17,5	16,6	691,8	24,0	20,3	939,6	21,6
Мир	244,4	4514,1	54,1	188,1	4059,2	46,3	405,9	7998,4	50,7

второй половине века (что на нашей достаточно быстро меняющейся планете в этот период предсказать практически невозможно), то вопрос «а хватит ли нам ресурсов для энергообеспечения растущей мировой экономики даже в среднесрочной перспективе?» остается весьма актуальным.

Для ответа на него рассмотрим динамику потребления энергии из различных источников за период 1984–2023 гг. (рис. 4) [21].

Как следует из рисунка, в мире наблюдался устойчивый рост потребления энергии из всех доступных на настоящий момент источников [21]:

- нефти – в ~1,61 раза (~1,53% ежегодно);
- угля – в ~1,98 раза (~2,45% ежегодно);
- природного газа – в ~2,52 раза (~3,8% ежегодно);
- возобновляемых источников энергии (без гидроэлектростанций, в основном энергии солнца и ветра) – в ~53,8 раз (~132% ежегодно);
- гидроэлектростанций (ГЭС) ~ в 1,92 раза (~2,3% ежегодно);
- атомных электростанций (АЭС) ~ в 1,92 раза (~2,3% ежегодно).

Статистические данные убедительно свидетельствуют о том, что наиболее быстрыми темпами развивалась энергетика на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Но делать из этого вывод, как это считают многие ученые, специалисты и аналитики, что очередной энергопереход – это переход на ВИЭ (и, прежде всего, солнечную и ветровую энергию), на наш взгляд, вряд ли возможно в условиях, когда их доля в мировом балансе энергопотребления в условиях существенно больших вложений для получения единицы потребляемой энергии, политических решений целого ряда стран, активной поддержки инвестиционными потоками на межгосударственном и национальном уровне составила в 2023 г. величину порядка 7,5%, а с учетом ГЭС – 14%.

Не отрицая перспектив использования ВИЭ, нельзя не ответить, что доминирующим источником они станут, когда будут открыты принципиально новые источники энергии, а сложившаяся ситуация в мировой экономике требует вовлечения для ее энергообеспечения всех возможных источников энергии. Как видно из данных рис. 4, углеводороды являются и в среднесрочной перспективе останутся основными энергетическими ресурсами. При этом, учитывая климатическую повестку, будет снижаться доля нефти и угля, а, несмотря на всевозможные санкционные ограничения, в мировом энергобалансе неизбежно возрастет роль природного газа, как наиболее чистого органического топлива [11, 12, 24]. Именно с этим связаны многочисленные исследования с целью ответа на вопрос: а хватит ли и насколько углеводородов топлива для устойчивого развития мировой экономики?

Для оценки этого принят критерий «the reserves-to-production ratio» (RPR – коэффициент соотноше-

ния запасов к добыче) – фундаментальный показатель, позволяющий оценить, как долго будут доступны ресурсы при текущих темпах добычи [26].

Данные по доказанным извлекаемым запасам углеводородного сырья на конец 2020 г., их добыче, а также расчетные значения коэффициента RPR (лет добычи) сведены в табл. 1 [22, 26].

Отметим, что к доказанным извлекаемым запасам («proved reserves» по категории подсчета запасов SPE-PRMS) можно отнести 244,4 млрд т нефти, включая 26,2 млрд т битумов битуминозных песков Канады (~10,7% от запасов) и 42 млрд т высоковязкой битуминозной нефти пояса реки Ориноко в Венесуэле (~17,2% от запасов), а также 188,1 трлн м³ природного газа [22]. Общее количество углеводородов, отнесенных к запасам, составляет 405,9 млрд т н.э.

Тем не менее, при существующем уровне добычи запасов углеводородов хватит только на 51 год.

Подробный анализ ситуации с запасами и их восполнением по странам и регионам приведен авторами в работах [4, 5].

Конечно, можно рассуждать о погрешности анализируемых данных по запасам углеводородов, о том, что отнесение углеводородов к запасам зависит от политической и экономической ситуации, предполагаемой продажи или покупки активов и целого ряда других факторов, что данные о запасах углеводородов, приведенные различными экспертами, существенно различаются, что в расчетах никак не учитывается возобновляемость нефти и газа и их нетрадиционные ресурсы и т.д. Тем не менее, по мнению большинства экспертов в области энергетики, эти данные являются наименее политизированными и свободными от конкурентной зависимости, что позволяет использовать их для проведения анализа.

Безусловно, оценивая запасы углеводородов, нельзя не остановиться на вопросе об их генезисе, в частности на концепции абиогенного глубинного происхождения, основанной на представлении о том, что генерация углеводородов происходит в глубинных слоях Земли вследствие неорганического синтеза.

Не останавливаясь подробно на особенностях и исторических аспектах существующих гипотез генезиса, которые подробно рассмотрены в работах [10, 14, 25 и др.], отметим, что результаты экспериментальных исследований, полученные в течение последних десятилетий, в том числе с участием ученых Губкинского университета, и накопленные геологические наблюдения подтверждают позволяют говорить о возобновляемости углеводородных ресурсов на нашей планете. В то же время интенсивность их отбора на многие порядки превышает интенсивность возобновления, а технические и технологические трудности в настоящий момент делают эксплуатацию глубинных залежей невозможной или экономически невыгодной [9].

Кроме традиционных запасов углеводородов в мире существуют его нетрадиционные (распределенные и трудноизвлекаемые) ресурсы, обзор которых представлен в ряде работ авторов [1, 12, 23 и др.]. К нетрадиционным ресурсам газа, например, относятся: сланцевый газ, газ плотных формаций, газ угольных пластов, газовые гидраты, водорастворимые газы континентов [17]. Запасы нетрадиционных ресурсов исследованы далеко не полностью, но даже имеющиеся данные показывают, что они огромны. Достаточно отметить, что средняя оценка потенциальных ресурсов газогидратного метана, проведенная различными экспертами, составляет 10^{15} – 10^{16} м³ метана, что существенно больше, чем традиционно природного газа. Однако создание технологий для разработки залежей газогидратов находится в фазе исследований, хотя и появились успешные результаты: экспериментальная добыча японскими специалистами из морского газогидратного месторождения в прогибе Нанкай (Nankai) и пилотный проект Китая в Южно-Китайском море на площади Шензу (Shenhu) [12].

Принимая все это во внимание, можно достаточно уверенно утверждать, что объем неразведанных ресурсов традиционных и нетрадиционных углеводородов (и особенно газа) значительно превышает потребности человечества на ближайшие несколько сотен лет.

В то же время существующие технико-технологические ограничения и экономическая целесообразность позволяют вовлечь в разработку только незначительную часть имеющихся запасов.

Все это обосновывает практический тезис об ограниченности запасов органического топлива на современном этапе технологического развития, а также ограниченности возможного времени использования ресурсов углеводородов с целью удовлетворения проблем энергопотребления в мире.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для удовлетворения растущих потребностей в энергии мы вынуждены вовлечь в баланс энергопотребления все доступные виды топлива и энергии, постепенно, по мере технологических возможностей и реальной доступности, пытаемся заменить энергетически неэффективные и экологически грязные виды топлива эффективными и экологически чистыми

Ускоренные темпы развития ВИЭ (в основном солнечной и ветровой энергетики) объясняются, прежде всего, жесткими требованиями, зачастую навязываемыми «зеленой» повесткой, существенно большими инвестициями в единицу добываемой энергии, чем в других отраслях энергетики, что зачастую оказывает негативное влияние на развитие экономики многих стран мира.

Углеводороды являются и останутся, по крайней мере в среднесрочной перспективе, основой глобаль-

ной энергетики, источником важнейших химических производств.

При этом вероятность нахождения существенных запасов традиционных углеводородов, способных продлить век углеводородной энергетики на несколько десятилетий невелика, так как большинство бассейнов осадконакопления хорошо изучены, а сложившаяся ситуация с восполнением запасов углеводородов, как показано в работе [5], не является приемлемой для выработки долгосрочной стратегии их производства.

Это является одной из предпосылок того, что рано или поздно произойдет смена энергетической парадигмы в мире и переход к использованию новых, значительно более энергетически эффективных и экологически чистых видов энергии [8, 11, 12, 19, 20, 24 и др.].

В этой связи крайне актуальными становятся задачи [4, 5]:

- поиска новых месторождений и совершенствования технологий добычи углеводородов;
- роста добычи в труднодоступных районах и увеличения доли нетрадиционных источников углеводородов;
- сбережения добываемых углеводородов;
- диверсификации энергоресурсов, использования ВИЭ там, где это эффективно и экономически оправданно, например, в виде гибридных технологий для удаленных и автономных объектов в регионах, где нет энергетической инфраструктуры либо она недостаточно развита [3, 23 и др.];
- поиска новых источников глобальной энергии.

Все это в полной мере относится и к России, которая, благодаря огромным запасам органического топлива и развитой инфраструктуре его производства для удовлетворения внутренних потребностей и экспорта, большого потенциала развития возобновляемых источников энергии, запасов редкоземельных металлов, необходимых в возобновляемой энергетике, имеет значительные конкурентные преимущества, разумное использование которых позволяет занять лидирующие позиции по многим направлениям мировой энергетики, внести достойный вклад в решение стоящих перед человечеством экологических проблем, способствовать дальнейшему экономическому развитию страны [2, 5, 11, 12 и др.].

ЛИТЕРАТУРА

1. БЕССЕЛЬ В.В. Нетрадиционные углеводородные ресурсы – альтернатива или миф? // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2013. № 9(21). С. 64–70.
2. БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С. Стратегия экспорта российских углеводородов // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 1. С. 3–10.
3. БЕССЕЛЬ В.В., КУЧЕРОВ В.Г., ЛОПАТИН А.С., МАРТЫНОВ В.Г., МИНГАЛЕЕВА Р.Д. Эффективность использования автономных комбинированных энергоустановок малой и средней мощности на

- возобновляемых источниках энергии // Газовая промышленность. 2016. № 5–6(737–738). С. 87–92.
4. БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С., МАРТЫНОВ В.Г. О состоянии ресурсной базы углеводородного сырья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 12(396). С. 5–16.
 5. БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С., МАРТЫНОВ В.Г., МИНГАЛЕЕВА Р.Д. К вопросу оценки запасов углеводородов в мире и России // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2024. № 4(317). С. 5–16.
 6. БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С., МАРТЫНОВ В.Г., МИНГАЛЕЕВА Р.Д. Прогнозирование энергообеспечения экономики России на среднесрочную перспективу // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2022. № 8(212). С. 5–14. – DOI 10.33285/1999-6942-2022-8(212)-5-14.
 7. Грядет большая нехватка людей – и это вызовет глобальный экономический хаос. <https://habr.com/ru/companies/getmatch/articles/697246/>
 8. ДЕГТЯРЕВ К. Ключевые тенденции потребления энергии в XXI веке // Энергетическая политика. 2021. № 5(159). С. 54–63. DOI 10.46920/2409-5516-2021-5159-54
 9. КУЧЕРОВ В.Г., БЕССЕЛЬ В.В. Оценка глобальных геологических ресурсов и запасов нефти: миф и реальность // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 14–18. DOI 10.24887/0028-2448-2021-10-14-18
 10. КУЧЕРОВ В.Г., ГЕРАСИМОВА И.А. Генезис нефти и природного газа: конкуренция парадигм // Вопросы философии. 2019. № 12. С. 106–117. DOI 10.31857/S004287440007530-8
 11. МАРТЫНОВ В.Г., БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С. Экологичность энергетики и структура энергопотребления мировой экономики // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2023. № 3(312). С. 7–18. DOI 10.33285/2073-9028-2023-3(312)-7-18
 12. МАРТЫНОВ В.Г., БЕССЕЛЬ В.В., КУЧЕРОВ В.Г., ЛОПАТИН А.С., МИНГАЛЕЕВА Р.Д. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. 173 с.
 13. МАРТЫНОВ В.Г., БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С., МИНГАЛЕЕВА Р.Д. Прогнозирование глобального энергопотребления на среднесрочную и долгосрочную перспективы // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8. С. 30–34. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-8-30-34
 14. МАРТЫНОВ В.Г., КУЧЕРОВ В.Г., БЕССЕЛЬ В.В., ЛОПАТИН А.С. Неорганический синтез нефти как фактор устойчивого развития глобальной энергетики // Энергетическая политика. 2022. № 1(167). С. 20–29. DOI: 10.46920/2409-5516-2022-1167-20-29
 15. МАСТЕПАНОВ А. М. Перспективы глобального энергопотребления в оценках ведущих зарубежных прогностических центров // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2023. № 12(228). С. 38–52. DOI 10.33285/1999-6942-2023-12(228)-38-52
 16. МИНГАЛЕЕВА Р.Д., БЕССЕЛЬ В.В. Устойчивое развитие крупнейших экономик мира требует все больше энергии // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2022. № 3(207). С. 57–63. DOI 10.33285/1999-6942-2022-3(207)-57-63
 17. Население Земли. https://countrysmeters.info/ru/World#historical_population
 18. Подсчитано, как выросло население Земли в 2024 году. <https://lprime.ru/20241230/naselenie-853963465.html?ysclid=m5jk6i3qyg481176918>
 19. Постуглеводородная экономика: вопросы перехода / Под ред. Е.А. Телегиной. М.: Изд. центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. 406 с.
 20. Развитие возобновляемой энергии в России: технологии и экономика: Учебное пособие/ Под ред. А.Б. Чубайса, В.А. Зубакина, А.Е. Копылова. М.: Издательская группа «Точка», 2020. 464 с.
 21. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. <https://www.energyinst.org/statistical-review>
 22. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2024. <https://www.energyinst.org/statistical-review>
 23. ESG-трансформация как вектор устойчивого развития: в 3 т. Т. 1 / Под общ. ред. К.Е. Турбиной, И.Ю. Юргенса. М.: Аспект Пресс, 2022. 631 с.
 24. KUTCHEROV V.G., BESSEL V.V., LOPATIN A.S. The paradigm shift in the global energy market: domination of natural gas // 17th international multidisciplinary scientific geoconference SGEM 2017: Conference proceedings, Vienna, Austria, 27–29.11.2017. Sofia: STEF92 Technology LTD. P. 813–820. DOI: 10.5593/sgem2017H/43/S29.102
 25. KUTCHEROV V., KRAYUSHKIN V. The deep-seated abiogenic origin of petroleum: from geological assessment to physical theory // Review of Geophysics. 2010. Vol 48. RG1001. DOI:10.1029/2008RG000270.
 26. NICOLE A. Reserves-to-Production Ratio: Definition, Significance, and Applications. <https://www.supermoney.com/encyclopedia/reserves-to-production-ratio>
 27. Nobel laureates: population growth a major threat <https://populationmatters.org/news/2017/09/nobel-laureates-population-growth-a-major-threat/>

REFERENCES

- geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2024; 12(396);5–16. (In Russian).
5. BESSEL V.V., LOPATIN A.S., MARTYNOV V.G., MINGALEEVA R.D. On the issue of estimating hydrocarbon reserves in the world and Russia. *Trudy RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina*. 2024;4(317);5–16. (In Russian).
 6. BESSEL V.V., LOPATIN A.S., MARTYNOV V.G., MINGALEEVA R.D. Forecasting the energy supply of the Russian economy in the medium term. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2022;8(212);5–14. DOI 10.33285/1999-6942-2022-8(212)-5-14. (In Russian).
 7. A big shortage of people is coming – and this will cause global economic chaos. <https://habr.com/ru/companies/getmatch/articles/697246/>. (In Russian).
 8. DEGTAREV K. Key trends in energy consumption in the 21st century. *Energeticheskaya politika*. 2021;5(159);54–63. DOI 10.46920/2409-5516-2021-5159-54. (In Russian).
 9. KUCHEROV V.G., BESSEL V.V. Assessment of global geological resources and oil reserves: myth and reality. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;10;14–18. DOI 10.24887/0028-2448-2021-10-14-18. (In Russian).
 10. KUCHEROV V.G., GERASIMOVA I.A. Genesis of oil and natural gas: competition of paradigms. *Voprosy filosofii*. 2019;12;106–117. DOI 10.31857/S004287440007530-8. (In Russian).
 11. MARTYNOV V.G., BESSEL V.V., LOPATIN A.S. Environmental friendliness of energy and the structure of energy consumption of the world economy. *Trudy RGU nefti i gaza imeni I.M. Gubkina*. 2023;3(312);7–18. DOI 10.33285/2073-9028-2023-3(312)-7-18. (In Russian).
 12. MARTYNOV V.G., BESSEL V.V., KUCHEROV V.G., LOPATIN A.S., MINGALEEVA R.D. Natural gas is the basis for the sustainable development of world energy. Moscow: Izd. tsentr RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. 2021;173. (In Russian).
 13. MARTYNOV V.G., BESSEL V.V., LOPATIN A.S., MINGALEEVA R.D. Forecasting global energy consumption in the medium and long term. *Oil industry*. 2022;8. 30–34. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-8-30-34. (In Russian).
 14. MARTYNOV V.G., KUCHEROV V.G., BESSEL V.V., LOPATIN A.S. Inorganic synthesis of oil as a factor of sustainable development of global energy. *Energeticheskaya politika*. 2022;1(167);20–29. DOI: 10.46920/2409-5516-2022-1167-20-29. (In Russian).
 15. MASTEPANOV A.M. Prospects for global energy consumption in the assessments of leading foreign forecasting centers. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2023;12(228);38–52. DOI 10.33285/1999-6942-2023-12(228)-38-52. (In Russian).
 16. MINGALEEVA R.D., BESSEL V.V. Sustainable development of the world's largest economies requires more and more energy. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2022;3(207);57–63. DOI 10.33285/1999-6942-2022-3(207)-57-63. (In Russian).
 17. The population of the Earth. https://countrymeters.info/ru/World#historical_population. (In Russian).
 18. It is calculated how the world's population has grown in 2024. <https://1prime.ru/20241230/naselenie-853963465.html?ysclid=m5jk6i3qyg481176918>. (In Russian).
 19. Post-carbohydrate economy: issues of transition. Ed. by E.A. Telegina, Moscow: Izd. tsentr RGU nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina. 2017: 406. (In Russian).
 20. Development of renewable energy in Russia: technologies and economics. A textbook. Ed. by A.B. Chubais, V.A. Zubakin, A.E. Kopylov. Moscow: Tochka Publishing Group, 2020; 464. (In Russian).
 21. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2023. <https://www.energyinst.org/statistical-review>
 22. Energy Institute Statistical Review of World Energy, 2024. <https://www.energyinst.org/statistical-review>
 23. ESG-transformation as a vector of sustainable development: in 3 volumes Vol. 1. Ed. by K.E. Turbina, I.Y. Yurgens. M.: Aspect Press, 2022:631. (In Russian).
 24. KUTCHEROV V.G., BESSEL V.V., LOPATIN A.S. The paradigm shift in the global energy market: domination of natural gas: Conference proceedings of the 17th international multidisciplinary scientific geoconference SGEM 2017. Vienna, Austria, 27–29.11.2017. Sofia: STEF92 Technology LTD, 2018: 813-820. DOI: 10.5593/sgem2017H/43/S29.102.
 25. KUTCHEROV V., KRAYUSHKIN V. The deep-seated abiogenic origin of petroleum: from geological assessment to physical theory. *Review of Geophysics*. 2010;48; RG1001. DOI:10.1029/2008RG000270.
 26. NICOLE A. Reserves-to-Production Ratio: Definition, Significance, and Applications. <https://www.supermoney.com/encyclopedia/reserves-to-production-ratio>
 27. Nobel laureates: population growth a major threat <https://populationmatters.org/news/2017/09/nobel-laureates-population-growth-a-major-threat/>

Бессель Валерий Владимирович,

к.т.н., доцент, профессор кафедры термодинамики и тепловых двигателей ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», исполнительный вице-президент ООО «НьюТек Сервисез»,
 ☎ тел.: +7 (499) 507-84-84, e-mail: vbessel@nt-serv.com

Лопатин Алексей Сергеевич,

д.т.н., профессор, зав. кафедрой термодинамики и тепловых двигателей, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
 ☎ тел.: +7 (499) 507-80-30, e-mail: lopatin.a@gubkin.ru

Мурадов Александр Владимирович,

д.т.н., профессор кафедры металловедения и неметаллических материалов, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
 ☎ тел.: +7 (499) 507-88-35, e-mail: antikor.int@mail.ru

Филатова Марина Николаевна,

д.с.н., профессор, зав. кафедрой философии и социально-политических технологий, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
 ☎ 119991, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1;
 119991, Moscow, Leninsky Prospekt, 65/1;
 тел.: +7 (499) 507-89-33, e-mail: filatova.m@gubkin.ru

УДК 622.692.4

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-43-49

Научная статья

EDN: IKBPRR

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОТЯЖЕННЫХ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Ю.А. Харченко, А.Н. ЧехловРОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ*Original article*

WAX DEPOSITION MODEL DEVELOPMENT FOR OPERATIONAL RELIABILITY ESTIMATION OF THE LONG-DISTANCE SUBSEA PIPELINES

В статье представлена модель формирования отложений парафинов в протяженном трубопроводе, эксплуатируемом в условиях нестационарных технологических режимов. Показано ее применение в процедуре оценки эксплуатационной надежности морских трубопроводов с использованием показателей их живучести.

Ключевые слова: Арктический шельф, морские трубопроводы, надежность, живучесть, риск, барьеры безопасности, имитационное моделирование, метод Монте-Карло, парафины, температура нефти

Yu.A. Kharchenko, A.N. Chekhlov
RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW, RUSSIAN
FEDERATION

The article presents a wax deposition model of long-distance pipeline operated in non-stationary technological conditions. The application in the procedure of subsea pipelines operational reliability estimation using robustness indicators has been demonstrated.

KEY WORDS: Arctic shelf, subsea pipelines, reliability, robustness, risk, safety barriers, simulation modelling, Monte-Carlo method, wax, oil temperature

ВВЕДЕНИЕ

Освоение углеводородных ресурсов континентального шельфа арктических морей в ближайшем будущем будет являться одним из ключевых направлений по компенсации неизбежного спада добычи нефти и газа на традиционных месторождениях. В связи с этим ожидается существенное увеличение протяженности эксплуатируемых в условиях арктического шельфа трубопроводных сетей внутрипромыслового сбора и межпромыслового транспорта углеводородов. Имеющийся опыт эксплуатации морских трубопроводов в Арктике указывает на наличие существенных отличий от организации работы объектов обустройства месторождений на шельфе незамерзающих морей, основными из которых являются:

- наличие дополнительных опасных факторов, характерных только для замерзающих морей [12], усугубление воздействия некоторых общих опасных факторов в арктических условиях;
- ограниченный перечень и недостаточная достоверность исходных данных на этапе проектирования;
- длительная автономная работа в ледовый период (отсутствие возможности проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту).

Все вышеперечисленное указывает на то, что при проектировании рассматриваемых объектов с использованием классических подходов теории надежности возникает значимая вероятность воздействия на трубопровод в период эксплуатации запроектных нагрузок, которые могут привести к повреждениям, а в отдельных неблагоприятных случаях – к отказам и авариям. Учитывая, что большую часть года проведение работ по локализации и ликвидации последствий аварии ограничено, ущерб от таких ошибок для морских арктических трубопроводов кратно выше, чем

для объектов, эксплуатируемых на шельфе незамерзающих морей.

В качестве варианта решения указанной проблемы повышения эксплуатационной надежности морских арктических трубопроводов предлагается дополнение существующих методов проектирования элементами теории живучести технических систем [6]. Живучесть – это свойство, характеризующее способность системы функционировать при получении повреждений от запроектных воздействий или восстанавливать данную способность в течение ограниченного времени. Таким образом делается попытка ввести показатели способности трубопровода сопротивляться разрушению при получении повреждений от запроектных нагрузок, а также препятствовать перерастанию локальных отказов в глобальную аварию. Количественная оценка эксплуатационной надежности трубопроводов с использованием критериев живучести [13] включает в себя моделирование воздействия опасных факторов и функционирования барьеров безопасности. Корректный выбор методик, показывающих хорошую сходимость, но при этом не являющихся слишком трудоемкими (для возможности использования в имитационном моделировании), является важным этапом предлагаемой процедуры проектирования.

Образование отложений парафинов в скважинах [7, 17, 18] и трубопроводах [8–10, 15] является одним из опасных факторов, степень воздействия которого в арктических условиях может проявляться более интенсивно. Неконтролируемая парафинизация трубопровода влечет за собой повышение давления в системе (что снижает эффективность транспортировки и увеличивает вероятность отказов из-за имеющихся в стенке трубы дефектов), а также может стать причиной перекрытия внутреннего сечения и полной остановки перекачки. Необходимо отметить, что образование парафиновых отложений являлось существенным осложняющим фактором, требующим принятия дополнительных защитных мер, при эксплуатации морских трубопроводов на шельфе острова Сахалин [4] и месторождениях Южно-Китайского моря в Республике Вьетнам [1].

Опираясь на опыт проведенных исследований [1–5, 14], учитывая преимущества рассмотренных методик и требования, обусловленные процедурой имитационного моделирования, была поставлена задача по разработке модели образования отложений в морском трубопроводе, эксплуатация которого характеризуется следующими отличительными особенностями:

- большая протяженность (обуславливающая заметное изменение температуры нефти по длине трубопровода);
- возможность значительных колебаний значений технологических параметров (расход, давление и начальная температура перекачиваемого продукта);

Ю.А. ХАРЧЕНКО, А.Н. ЧЕХЛОВ
РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОТЯЖЕННЫХ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- сезонные колебания температуры окружающей среды (морской воды).

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДЕ

Разработка модели велась с использованием эмпирических данных, полученных по результатам наблюдения за технологическими параметрами эксплуатации промыслового нефтепровода сухопутного месторождения. Трубопровод протяженностью около 100 км, предназначенный для транспортировки товарной нефти, проложен надземно в тепловой изоляции, что позволяет в рамках решаемой задачи рассматривать его в качестве объекта-аналога исследуемых морских трубопроводов.

За основу модели был принят подход, предложенный в работе [5], и дополненный возможностями оценки характера распределения количества парафиновых отложений по длине трубопровода (из-за снижения температуры нефти по мере движения по трубопроводу) с учетом возможного изменения влияющих факторов во времени τ (отсчитываемом относительно даты прошлого пропуска очистного устройства). Объем отложений определяется по изменению перепада давления в трубопроводе с использованием уравнения Дарси-Вейсбаха (1). Необходимо отметить, что данная формула напрямую применима при температурах нефти, значительно превышающих температуру застывания, в остальных случаях необходимо учитывать возможное проявление неньютоновских свойств жидкости.

$$\begin{aligned}
 p_{\text{н}}^{\Phi}(\tau) - p_{\text{к}}^{\Phi}(\tau) = & \\
 = z_{\text{к}} \times \rho_{\text{н}}^{\text{р}}(t_{\text{к}}^{\text{р}}(\tau)) \times g - z_{\text{н}} \times \rho_{\text{н}}^{\text{р}}(t_{\text{н}}^{\Phi}(\tau)) \times g & \\
 + \int_0^L \lambda(t^{\text{р}}(\tau, x)) \times \frac{\rho_{\text{н}}^{\text{р}}(t^{\text{р}}(\tau, x))}{2 \times (d_{\text{вн}} - 2 \times \delta_{\text{п}}^{\text{р}}(t^{\text{р}}(\tau, x)))} \times & \\
 \left(\frac{4 \times Q_{\text{н}}^{\Phi}(\tau)}{\pi \times (d_{\text{вн}} - 2 \times \delta_{\text{п}}^{\text{р}}(t^{\text{р}}(\tau, x)))^2} \right)^2 \times dx, & \quad (1)
 \end{aligned}$$

где $p_{\text{н}}^{\Phi}$ – фактическое давление в начале трубопровода, Па; τ – время, с; $p_{\text{к}}^{\Phi}$ – фактическое давление в конце трубопровода, Па; $z_{\text{к}}$ – высотная отметка в конце трубопровода, м; $z_{\text{н}}$ – высотная отметка в начале трубопровода, м; $\rho_{\text{н}}^{\text{р}}$ – расчетная плотность нефти, кг/м³; $t_{\text{н}}^{\Phi}$ – фактическая температура нефти в начале трубопровода, °C; $t_{\text{к}}^{\text{р}}$ – расчетная температура нефти в конце трубопровода, °C; g – ускорение свободного падения, $g = 9.81$ м/с²; L – длина трубопровода, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; x – координата сечения трубопровода, м; $d_{\text{вн}}$ – номинальный вну-

тренный диаметр трубопровода, м; Q_n^Φ – фактический объемный расход нефти, м³/с; t^p – расчетная температура нефти в сечении с координатой x , °С; δ_n^p – расчетная толщина слоя парафиновых отложений в сечении с координатой x , м.

Выражение для расчета толщины слоя парафиновых отложений, исходя из гипотезы об экспоненциальном характере функции (2), описывающей данный процесс [5], для каждого рассматриваемого сечения трубопровода принимает вид (3).

$$v_n(\tau, x) = \frac{A \times B}{(\tau_n(\tau, x) + B)^2} \cdot e^{-\frac{C}{(t_{nn} - t^p(\tau, x))^2}}, \quad (2)$$

где A, B, C – эмпирические коэффициенты; v_n – скорость образования парафиновых отложений, кг/(м²·с), при $t^p > t_{nn}$ $v_n = 0$; t_{nn} – температура начала кристаллизации парафина, °С; τ_n – интервал времени, на котором происходит формирование парафиновых отложений, с.

$$\delta_n^p(\tau, x) = \int_{\tau_0}^{\tau'} \frac{v_n(\tau_n(\tau, x), t^p(\tau, x)) \times d\tau}{\rho_{\Pi}}, \quad (3)$$

где τ_0 – момент времени приема очистного устройства при прошлом пропуске, с; τ' – рассматриваемый момент времени, с; ρ_{Π} – плотность парафинов, кг/м³.

Модель была бы применима на практике в данном виде в случае наличия эмпирических данных о распределении температуры нефти по длине трубопровода путем замены в уравнениях $t^p(\tau, x)$ на $t^\Phi(\tau, x)$. Поскольку данные имеются лишь о значениях $t_k^\Phi(\tau)$ и $t_n^\Phi(\tau)$ важной задачей построения модели парафинизации нефти является определение распределения ее температуры по длине трубопровода.

Для стационарного процесса транспортировки остывание нефти описывается формулой Шухова (4):

$$t^p(x) = t_0^\Phi + (t_n^\Phi - t_0^\Phi) \times e^{-\text{Шу} \frac{x}{L}}, \quad (4)$$

где t_0^Φ – фактическая температура окружающей среды, °С; Шу – параметр Шухова.

Рассматриваемый трубопровод большую часть года эксплуатируется в условиях значительных суточных колебаний температуры окружающего воздуха, поэтому прямое применение формулы Шухова для расчета распределения температуры по длине трассы трубопровода показывает низкую сходимость с эмпирическими данными из-за существенной инерции при остывании или нагреве перекачиваемого продукта. В связи с этим были рассмотрены квазистационарные состояния трубопровода в течение интервала времени $\Delta\tau$, за которое производится расчет остывания нефти в отдельных сечениях трубопровода по формуле (5) без учета движения продукта, а затем выполняется смещение полученной температуры с учетом текущей скорости транспортировки (6).

$$t^{p'}(\tau, x) = \frac{t^p(\tau - \Delta\tau, x) - t_0^\Phi(\tau)}{\frac{\Delta\tau \times 4 \times k}{e^{d_{\text{вн}} \times C_p \times \rho_n^p(\tau - \Delta\tau, x)}}} + t_0^\Phi(\tau), \quad (5)$$

где k – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С); $\Delta\tau$ – интервал времени, на котором технологический режим работы трубопровода рассматривается в качестве стационарного, с; C_p – удельная массовая теплоемкость нефти, Дж/(кг·°С).

$$t^p(\tau, x) = t^{p'}\left(\tau, x - \frac{4 \times Q_n^\Phi(\tau)}{\pi \times d_{\text{вн}}^2} \times \Delta\tau\right). \quad (6)$$

Первой задачей для реализации модели на практике является проверка корректности предложенной методики определения распределения температуры нефти по длине трубопровода. Оценка достоверности методики осуществлялась путем контроля сходимости расчетных значений температуры нефти в конце трубопровода t_k^p с фактическими t_k^Φ по относительной погрешности δ_r . Результаты оценки относительной погрешности расчетной температуры нефти представлены на рисунке 1. Максимальные значения погрешности по отдельным наблюдениям не превышают 10%, а среднее значение за весь период наблюдений составило 2,26%, что указывает на удовлетворительную точность предложенной методики и ее применимость в дальнейших расчетах.

Для адаптации разработанной модели парафинизации к реальным условиям работы конкретного трубопровода необходимо определить значения эмпирических коэффициентов A, B, C выражения (2), характерные для транспортируемой нефти. На этапе эксплуатации подбор осуществляется из условия, чтобы разница между фактическим перепадом давления в левой части уравнения (1) и рассчитанным численными методами в правой части уравнения (1) за весь период наблюдений была минимальной.

При выполнении подбора используется метод наименьших квадратов. Для исключения роста погрешности от случайных воздействий в данной процедуре не рассматриваются наблюдения, характеризующиеся следующими признаками:

- наличие резких единичных отклонений давления относительно соседних наблюдений;
- процесс перехода между режимами транспортировки нефти;
- процесс пропуска по трубопроводу очистных или диагностических устройств.

Для оценки достоверности модели осуществлялся контроль сходимости расчетного перепада давления Δr^p с фактическим по относительной погрешности $\delta_{\Delta r}$. Также проводилось сравнение расчетного перепада давления с учетом толщины отложений парафинов и без такового.

Результаты оценки относительной погрешности расчетного перепада давления представлены на ри-

сунке 2. При расчетах с учетом толщины отложений максимальные значения погрешности по отдельным наблюдениям не превышают 5%, а среднее значение за весь период наблюдений составило 0,97%. Разница между значениями погрешности для расчетов с учетом и без учета толщины отложений в начальный период времени (после пропуска очистного устройства) минимальна и начинает расти по мере увеличения толщины слоя отложений, что соответствует гипотезе, лежащей в основе модели.

По значениям толщины слоя отложений в разных сечениях трубопровода $\delta_{\Pi}^P(x)$, рассчитанным для момента времени перед пропуском очистного устройства, существует возможность оценить расчетный объем парафинов Q_{Π}^P , отложившихся на стенке трубы, и сравнить их с фактическим объемом парафинов Q_{Π}^F , поступившим в камеру приема очистных устройств по результатам последующей очистки. По результатам сравнения обнаружено, что в камеру приходит лишь малая часть от расчетного объема отложений, оставшийся парафин, вероятно, находится в потоке нефти во взвешенном состоянии и уходит в резервуарный парк и систему подготовки. Данное наблюдение подтверждается и опытом эксплуатации трубопроводов на шельфе острова Сахалин [4].

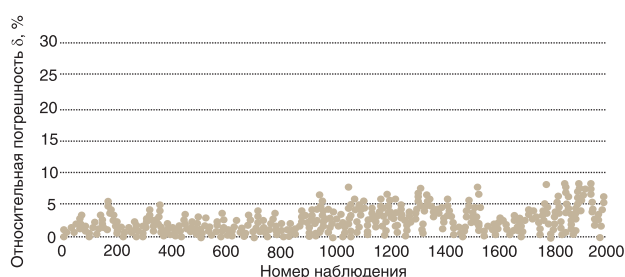


Рис. 1.

Оценка достоверности методики расчета температуры нефти

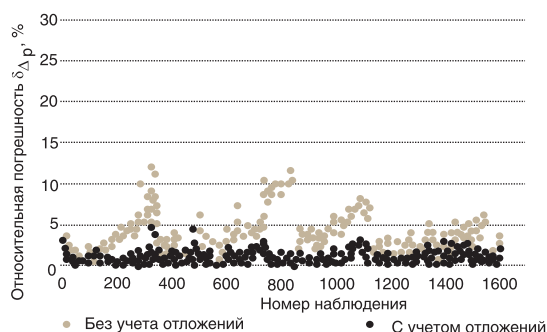


Рис. 2.

Оценка достоверности модели

Разработанная модель может быть применена на этапе эксплуатации для контроля за образованием отложений парафинов в протяженных морских трубопроводах. Используемые методики для определения значений коэффициента теплопередачи являются единственным параметром, отличающим применение разработанной модели образования парафиновых отложений для условий эксплуатации сухопутных или морских трубопроводов. Для сооружений в тепловой изоляции при выполнении инженерных расчетов допускается пренебрегать значениями коэффициентов теплоотдачи от нефти к стенке трубы и от внешнего слоя трубы к окружающей среде. Применение модели на этапе проектирования возможно путем экспериментального определения значений эмпирических коэффициентов уравнения (2) в лабораторных условиях и их дальнейшего использования в прогнозных расчетах.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ ПАРАФИНИЗАЦИИ НЕФТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

В предлагаемом подходе к повышению эксплуатационной надежности трубопровода степень живучести оценивается по двум дополняющим друг друга показателям [13]: G (вероятность функционирования без отказов (7), характеризует способность системы выдерживать повреждения от запроектных воздействий, сохраняя работоспособное состояние) и G_R (соотношение рисков локальных и глобальных последствий (8), характеризует способность системы препятствовать перерастанию локального отказа в глобальную аварию).

$$G = \sum_{i=1}^l \sum_{k=1}^p P(D_i | H_k) \times P(H_k), \quad (7)$$

где G – первый показатель живучести; $P(H_k)$ – вероятность экстремального воздействия на систему; $P(D_i | H_k)$ – вероятность i -го сценария развития дефекта; l – сценарии, в которых не происходит отказ.

$$G_R = \frac{\sum_{i=1}^m R_{\text{локи}}}{\sum_{i=1}^m R_{\text{локи}} + \sum_{j=1}^n R_{\text{глоб}}}, \quad (8)$$

где G_R – критерий живучести; $R_{\text{локи}}$ – риск локального инцидента, который не приводит к остановке работы трубопровода; $R_{\text{глоб}}$ – риск глобальной аварии, которая приводит к прекращению эксплуатации трубопровода.

Для рассматриваемого процесса в качестве локального ущерба определен рост перепада давления по мере накопления отложений в трубопроводе, в качестве глобальной аварии – снижение диаметра проходного сечения до значений, при которых дальнейшая эксплуатация трубопровода не отвечает требованиям безопасности.

Для демонстрации возможности включения разработанной модели парафинизации нефти в процедуру оценки эксплуатационной надежности было проведено имитационное моделирование параметров работы проектируемого морского трубопровода. Выполнены расчеты по различным сочетаниям параметров барьеров безопасности (табл. 1) с целью оценки их влияния на показатели живучести системы. Имитационное моделирование методом Монте-Карло осуществлялось с использованием генератора случайных чисел, было симулировано 1000 сочетаний следующих параметров:

- расход нефти (нормальное распределение);
- температура нефти в начале трубопровода (нормальное распределение);
- температура начала кристаллизации парафина (нормальное распределение);
- значения эмпирических коэффициентов (нормальное распределение).

Результаты имитационного моделирования представлены на рис. 3. Анализ полученных результатов указывает на наличие следующих закономерностей:

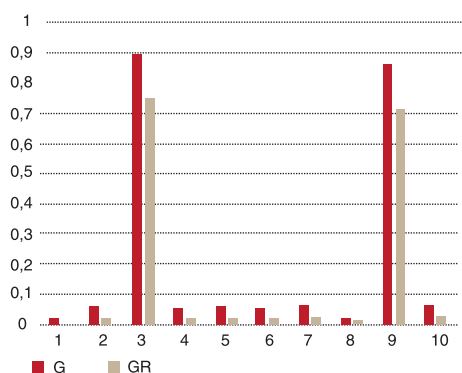
- повышение температуры подогрева нефти перед транспортировкой положительно влияет на значение показателя G_R , на показатель G влияние также оказывается, но до определенного значения температуры подогрева, после которого показатель перестает меняться;
- увеличение толщины тепловой изоляции трубопровода положительно влияет и на значение показателя G_R , и на значение показателя G ;
- уменьшение периода между пропусками очистных устройств положительно влияет и на значение показателя G_R , и на значение показателя G ;
- при уменьшении периода между очистками трубопровода с 12 до 6 месяцев показатели живучести меняются незначительно (даже при рассмотрении максимальных параметров остальных барьеров безопасности), при изменении периода с 6 до 1 месяца значения показателей живучести растут на порядок.

В рассмотренных условиях (большая протяженность трубопровода) удовлетворительные значения показателей живучести получены только для сочета-

ТАБЛИЦА 1.

Параметры барьеров безопасности

№	Барьер безопасности	Параметр	Значение		
			1	2	3
1	повышение температуры нефти перед транспортировкой	максимальная температура подогрева, °С	барьер не предусмотрен	50	70
2	тепловая изоляция труб	толщина тепловой изоляции, мм	барьер не предусмотрен	100	200
3	пропуск очистных устройств	период между очистками, месяцев	12	6	1



Повышение температуры нефти	1	1	2	3	1	3	2	2	2	2	3
Тепловая изоляция труб	2	1	2	3	2	2	1	3	2	2	3
Пропуск очистных устройств	3	1	2	3	2	2	2	2	1	3	2
Параметры барьеров безопасности		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		Сочитание параметров барьеров безопасности									

G	0,01918	0,5995	0,89448	0,05755	0,5995	0,5396	0,06715	0,2758	0,86091	0,6715
G _R	0,00627	0,02156	0,74906	0,02009	0,02376	0,02025	0,02697	0,01019	0,71213	0,02902

РИС. 3.

Результаты имитационного моделирования для различных значений параметров барьеров безопасности

ний, в которых предусматривалась высокая частота пропусков очистных устройств. Низкая эффективность изменения параметров тепловой изоляции и температуры подогрева (направленных на предотвращение образования отложений) обусловлена интенсивным остыванием транспортируемого продукта в условиях пониженной температуры морской воды. Для подобных условий в качестве альтернативного варианта барьеров безопасности целесообразно рассмотреть путевой подогрев потока [11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанная методология анализа динамики формирования парафиновых отложений в промысловых трубопроводах является эффективным инструментом, позволяющим осуществлять оперативный контроль за интенсивностью образования отложений парафинов в протяженных трубопроводах, эксплуатация которых осуществляется в том числе в нестационарных тепловых режимах. Методология может использоваться и на этапе проектирования для оценки эксплуатационной надежности морских трубопроводов с учетом их живучести при различной эффективности барьеров безопасности, обеспечивающих работоспособность трубопровода в условиях парафинообразования. Данный подход позволяет повысить качество и точность проектных решений путем дополнения классических детерминированных обоснований технических решений вероятностными методами оценки их эффективности в различных возможных режимах эксплуатации трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. АХМАДЕЕВ А.Г., ШОН Т.К., ВИНЬ Ф.Т. Технологии очистки морских подводных трубопроводов при отсутствии возможности применения очистных устройств // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 124–127.
2. ДМИТРИЕВ М.Е., МАСТОБАЕВ Б.Н., ХАСАНОВА К.И. Анализ результатов экспериментальных исследований по влиянию различных факторов на процесс парафинизации магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. № 2. С. 10–14.
3. ДМИТРИЕВ М.Е., МАСТОБАЕВ Б.Н., ХАСАНОВА К.И. Экспериментальные исследования процесса парафинизации континентальных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2011. № 1. С. 12–15.
4. КОСЯК Д.В., МАРКИН А.Н. Опыт борьбы с отложениями АСПО в подводных трубопроводах проекта «Сахалин-2» // Территория Нефтегаз. 2011. №6. С. 78–86.
5. МАРКИН А.Н., СУХОВЕРХОВ С.В. Исследование кинетики выделения парафинов из нефти // Вестник ДВО РАН. 2011. №5. С. 66–71.

Ю.А. ХАРЧЕНКО, А.Н. ЧЕХЛОВ
РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ
ПАРАФИНОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
НАДЕЖНОСТИ ПРОТЯЖЕННЫХ МОРСКИХ
ТРУБОПРОВОДОВ

6. МАХУТОВ Н.А., РЕЗНИКОВ Д.О., ПЕТРОВ В.П., КУКОВА В.И. Оценка живучести сложных технических систем // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. 2009. №3. С. 47–66.
7. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ГУМЕРСКИЙ Х.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М. Способ предотвращения отложения парафина в нефтяной скважине. Патент на изобретение RU 2194846 С2, 20.12.2002. Заявка № 2001102936/03 от 01.02.2001.
8. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ИБРАГИМОВ Р.Г., ЗАЗИРНЫЙ Д.В., ЧУКЧЕЕВ О.А. и др. Состав для очистки внутренней полости трубопроводов. Патент на изобретение RU 2075356 С1, 20.03.1997. Заявка № 96115909/12 от 22.08.1996.
9. МИРЗАДЖАНЗАДЕ А.Х., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. и др. Способ транспортировки продукции нефтяной скважины по трубопроводам. Патент на изобретение RU 2083915 С1, 10.07.1997. Заявка № 96115902/06 от 22.08.1996.
10. ПАНАХОВ Г.М., ШАХВЕРДИЕВ А.Х., АББАСОВ Э.М. Способ очистки внутренней полости газопровода. Патент на изобретение RU 2174879 С1, 20.10.2001. Заявка № 2000125929/12 от 17.10.2000.
11. СЕРГЕЕВ К. Активный нагрев трубопроводов // Offshore [Russia]. 2018. № 2 (20). С. 64–67.
12. ХАРЧЕНКО Ю.А., ЧЕХЛОВ А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 1(121). С. 42–49.
13. ХАРЧЕНКО Ю.А., ЧЕХЛОВ А.Н. Применение имитационного моделирования для оценки эксплуатационной надежности морских промысловых трубопроводов в Арктике // Вестник Российской академии естественных наук. 2024. № 1. С. 39–46.
14. ХАРЧЕНКО Ю.А., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Этапы освоения месторождений нефти и газа континентального шельфа: учебное пособие. М.: МГРИ. 2025. 115 с.
15. ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Способ очистки внутренней полости газопровода. Патент на изобретение RU 2176568 С1, 10.12.2001. Заявка № 2000125928/12 от 17.10.2000.
16. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., МАМЕДОВ Б.А., МИНУЛИН Х.К., ИСАНГУЛОВ А.К., БРАЖНИК В.В. Устройство для очистки скважины. Патент на изобретение RU 2068079 С1, 20.10.1996. Заявка № 96103241/03 от 27.02.1996.
17. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., САЛАМОВ Г.В. Устройство для предотвращения и ликвидации асфальтосмолопарафиновых и гидратных отложений в скважине. Патент на полезную модель RU 110406 U1, 20.11.2011. Заявка № 2011122387/03 от 02.06.2011.
18. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., ЛИТВИШКОВ Ю.Н., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М.

и др. Способ депарафинизации скважины. Патент на изобретение RU 2100576 C1, 27.12.1997. Заявка № 97108224/03 от 29.05.1997.

REFERENCE

1. AKHMADEEV A.G., SON T.C., VINH P.T. Subsea pipelines cleaning technologies in the absence of the possibility of using pigging devices. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2016;11:124–127. (In Russian).
2. DMITRIEV M.E., MASTOBAEV B.N., KHASANOVA K.I. Analysis of the results of experimental studies on the influence of various factors on the process of paraffinization of main oil pipelines. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syria*. 2011;2:10–14. (In Russian).
3. DMITRIEV M.E., MASTOBAEV B.N., KHASANOVA K.I. Experimental studies of the process of paraffinization of continental oil pipelines. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syria*. 2011;1:12–15. (In Russian).
4. KOSYAK D.V., MARKIN A.N. Control of wax deposition in subsea pipelines of Sakhalin-II project. *Territoriya Neftegaz*. 2011;6:78–86. (In Russian).
5. MARKIN A.N., SUKHOVERKHOV S.V. Research of the kinetics of wax crystallization from the crude. *Vestnik DVO RAN*. 2011;5:66–71. (In Russian).
6. MAKHUTOV N.A., REZNIKOV D.O., PETROV V.P., V.I. KUKSOVA Assessment of the survivability of complex technical systems. *Problemy bezopasnosti i chrezvychajnykh situatsiy*. 2009;3:47–66. (In Russian).
7. MIRZADZHANZADE A.KH., GUMERSKY H.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M. Method for preventing paraffin deposits in an oil well. Invention patent RU 2194846 C2, 20.12.2002. Application N 2001102936/03 dated 01.02.2001. (In Russian).
8. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., LITVISHKOV YU.N., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M. ET AL. Well dewaxing method. Patent for invention RU 2100576 C1, 27.12.1997. Application N 97108224/03 dated 29.05.1997. (In Russian).
9. MIRZAJANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. ET AL. Method of transporting oil well products through pipelines. Patent for invention RU 2083915 C1, 10.07.1997. Application N 96115902/06 dated 22.08.1996. (In Russian).
10. SHAKHVERDIEV A.KH. Method for cleaning the internal cavity of a gas pipeline. Patent for invention RU 2176568 C1, 10.12.2001. Application N 2000125928/12 dated 17.10.2000. (In Russian).
11. SERGEEV K. Active pipeline heating. *Offshore [Russia]*. 2018;2(20):64–67. (In Russian).
12. KHARCHENKO YU.A., CHEKHLOV A.N. Offshore pipelines on the Arctic shelf: hazard identification and safety barriers. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*. 2022;1(121):42–49. (In Russian).
13. KHARCHENKO YU.A., CHEKHLOV A.N. Simulation modeling application for operational reliability estimation of the subsea pipelines in the Arctic. *Vestnik RAYEN*. 2024;1:39–46. (In Russian).
14. KHARCHENKO YU.A., SHAKHVERDIEV A.KH. Stages of development of oil and gas fields of the continental shelf: a tutorial. M.: MGRI, Moscow. 2025:115. (In Russian).
15. MIRZADZHANZADE A.KH., SHAKHVERDIEV A.KH., IBRAGIMOV R.G., ZAZIRNY D.V., CHUKCHEEV O.A. ET AL. Composition for cleaning the internal cavity of pipelines. Patent for invention RU 2075356 C1, 20.03.1997. Application N 96115909/12 dated 22.08.1996. (In Russian).
16. CHUKCHEEV O.A., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV B.A., MINULIN H.K., ISANGULOV A.K., BRAZHNİK V.V. Well cleaning device. Patent for invention RU 2068079 C1, 20.10.1996. Application No. 96103241/03 dated 27.02.1996. (In Russian).
17. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SALAMOV G.V. Device for preventing and eliminating asphalt, resin, paraffin and hydrate deposits in a well. Utility model patent RU 110406 U1, 20.11.2011. Application N 2011122387/03 dated 02.06.2011. (In Russian).
18. PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIEV A.KH., ABBASOV E.M. Method for cleaning the internal cavity of a gas pipeline. Patent for invention RU 2174879 C1, 20.10.2001. Application N 2000125929/12 dated 17.10.2000. (In Russian).

Харченко Юрий Алексеевич,
д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

Чехлов Александр Николаевич,
соискатель ученой степени кандидата наук, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

© 117997, г. Москва ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23

УДК 622.279

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-50-59

Научная статья

EDN: IXWRMW

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЕВ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

А.Н. Дроздов^{1, 2, 3},
Е.И. Горелкина^{2, 3}

¹ Российский государственный
университет нефти и газа, , Москва,
Российская Федерация

² Российский университет дружбы
народов имени Патриса Лумумбы,
Москва, Российская Федерация

³ Российский государственный
геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе, Москва,
Российская Федерация

Original article

IMPROVING METHODS FOR REMOVING LIQUID FROM THE BOTTOMHOLES OF GAS AND GAS CONDENSATE WELLS

A.N. Drozdov^{1,2,3}, E.I. Gorelkina^{2,3}

¹ GUBKIN'S RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL
AND GAS (NATIONAL RESEARCH UNIVERSITY)

² PEOPLES' FRIENDSHIP UNIVERSITY OF RUSSIA
AFTER PATRICE LUMUMBA

³ SERGO ORDZHONIKIDZE RUSSIAN STATE
GEOLOGICAL PROSPECTING UNIVERSITY,
MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

Проблема повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях скважин, является актуальной не только для российской, но и для мировой газодобычи. Осложнение, которое наблюдается при длительной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, заключается в накоплении жидкости на забое скважины. Дополнительное давление столба жидкости в стволе на пласт приводит к снижению устьевого трубного давления. Кроме того, по мере увеличения отбора жидкой фазы дополнительная жидкость, выносимая газом (жидкость, наполняющая колонну), повышает градиент давления в лифтовой колонне и еще более увеличивает противодействие на пласт, тем самым уменьшая устьевое трубное давление. Для повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях, предложена компоновка насосно-эжекторной системы для механизированной насосной эксплуатации обводнённых газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата. Достигаемый технический результат заключается в увеличении добычи газа и продлении сроков рентабельной разработки месторождений за счёт повышения эффективности эксплуатации скважин при меньших значениях напора погружных насосных установок.

Ключевые слова: эксплуатации самозадавливающихся скважин, насосно-эжекторные системы, методы удаления жидкости с забоев эксплуатационных скважин

The problem of increasing the efficiency of gas and gas condensate wells operation, complicated by the accumulation of liquid at the well bottom, is relevant not only for Russian, but also for global gas production. A complication that is observed during long-term operation of gas and gas condensate wells is the accumulation of liquid at the well bottom. Additional pressure of the liquid column in the wellbore on the formation leads to a decrease in the wellhead pipe pressure. In addition, as the liquid phase extraction increases, the additional liquid carried away by the gas (the liquid filling the column) increases the pressure gradient in the elevator column and further increases the back pressure on the formation, thereby reducing the wellhead pipe pressure. To improve the efficiency of gas and gas condensate well operation complicated by liquid accumulation at the well bottom, a pump-ejector system layout for mechanized pump operation of flooded gas and gas condensate wells with a liquid spraying device made in the form of a jet apparatus is proposed. The technical result achieved consists in increasing gas production and extending the periods of profitable field development due to increased well operation efficiency at lower pressure values of submersible pumping units.

KEY WORDS: operation of self-destructing wells, pump-ejector systems, methods of removing liquid from the bottom of production wells

Низкая эффективность разработки и эксплуатации объектов добычи жидких [2, 6, 24, 28, 29] и газообразных [12, 14] углеводородов является одной из актуальных проблем нефтегазодобывающего комплек-

са, на решение которой направлены многочисленные ресурсы.

Решения ряда проблем повышения эффективности разработки нефтяных залежей [4, 17, 25–27, 30–32] могут быть использованы для аналогичных проблем на газовых объектах.

В настоящее время фонд добывающих газовых и газоконденсатных скважин в крупнейшей компании России ПАО «Газпром» составляет более 8000 единиц. Исходя из прогнозных оценок, к 2030 г. доля самозадавливающихся скважин может составить не менее 50% или около 4000 скважин. Кроме того, с проблемой эксплуатации обводняющихся газовых и газоконденсатных скважин уже столкнулись и другие недропользователи, так что количество самозадавливающихся скважин в нашей стране будет еще больше.

Проблема повышения эффективности эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, осложненной накоплением жидкости на забоях скважин, является актуальной не только для российской, но и для мировой газодобычи. Наиболее полное изложение указанной проблемы представлено в монографии Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. [14], согласно которой в течение срока службы газовой или газоконденсатной скважины объем добываемой жидкости будет увеличиваться, а объем добываемого газа – уменьшаться. Такие ситуации приводят к накоплению жидкости в стволе пока скважина окончательно не заглохнет или будет наблюдаться ее неустойчивая работа с меньшим дебитом. Важнейшей задачей, особенно на завершающей стадии разработки месторождений, становится задача минимизации потерь в добыче газа и конденсата с использованием наиболее эффективных методов механизированного удаления жидкости из скважин.

Форма кривой снижения добычи на скважине может указывать на проблемы, связанные со скоплением жидкости. Для определения общей тенденции в динамике добычи необходимо проанализировать характер кривых изменения добычи во времени. Плавная кривая снижения экспоненциального типа характеризует нормальную добычу только одного газа и нормальное истощение пласта. Резко пульсирующая кривая указывает на скопление жидкости в стволе и в данном случае свидетельствует о том, что скважина заглохнет гораздо раньше, чем произойдет истощение пласта. Когда анализ кривых снижения добычи осуществляется в течение длительного периода времени, то скважины, в которых происходит скопление жидкости, как правило, демонстрируют внезапное отклонение от существующей кривой к новой, имеющей более крутой наклон. В соответствии с этой новой кривой ликвидация скважины произойдет раньше, чем это планировалось изначально; таким образом, можно провести количественную оценку запасов, не извлеченных из-за скопления жидкости.

Если на забое скважины начинает накапливаться жидкость, то дополнительное давление столба жидкости на пласт приведет к снижению устьевого трубного давления. Кроме того, по мере увеличения отбора жидкой фазы дополнительная жидкость, выносимая газом (жидкость, наполняющая колонну), повышает градиент давления в лифтовой колонне и еще более увеличивает противодавление на пласт, тем самым уменьшая устьевое трубное давление.

В скважине, не оборудованной пакером, присутствие жидкости в лифтовой колонне проявляется в увеличении устьевого затрубного давления в связи с пониженным темпом притока из пласта при более высоком давлении. При поступлении из пласта в скважину газ просачивается в затрубное пространство (кольцевое пространство между лифтовой и обсадной колоннами). Этот газ, на который действует более высокое пластовое давление, вызывает повышение устьевого затрубного давления.

Таким образом, уменьшение давления в лифтовой колонне и соответствующее увеличение давления в затрубном пространстве является признаком скопления жидкости.

Градиент давления в лифтовой колонне скважины, эксплуатируемой без пакера, можно оценить путем измерения разности трубного и затрубного давлений. В беспакерной эксплуатационной скважине свободный газ выделяется из жидкости в стволе скважины и поднимается в затрубное пространство. Уровень жидкости в работающей скважине будет оставаться у нижнего конца лифтовой колонны, за исключением случаев неустойчивого потока из скважины или утечки через негерметичные насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При неустойчивом потоке из скважины уровень жидкости в затрубном пространстве периодически поднимается выше башмака лифтовой колонны, а затем снова опускается. Тем не менее, в фонтанирующей скважине разность устьевых давлений в трубах и затрубном пространстве свидетельствует о потерях давления в лифтовой колонне. Сравнивая разность трубного и затрубного давлений с градиентом давления сухого газа в скважине, можно определить более высокий градиент давления в лифтовой колонне, вызванный повышенным содержанием жидкости в этой колонне или скоплением жидкости на забое.

Некоторые высокодебитные газовые скважины в течение какого-то времени работают стабильно, обеспечивая вынос жидкости, а затем их производительность резко падает до низкого уровня. Когда добыча газа снижается, добыча жидкости может полностью прекратиться. В таких случаях скважина работает с дебитом ниже «критического», когда уже невозможен вынос жидкости на поверхность. В результате жидкость накапливается в стволе скважины, а газ поднимается сквозь ее столб в виде пузырьков. В зависимо-

сти от количества накопленной жидкости и давления скважина может либо перестать фонтанировать, либо перейти в режим работы, в котором газ будет мигрировать через жидкость, поднимаясь в виде пузырьков. В любом случае дебит газа уменьшается до значения, при котором жидкость больше не поднимается по насосно-компрессорным трубам.

При естественном снижении скорости добываемого газа происходит опережающее уменьшение скорости движения жидкости, выносимой газом. Меняются режимы и характер течения жидкости в НКТ, происходит образование жидкостных пробок, скопление жидкости на забое, самозадавливание скважины. Очевидно, что при сохранении действующей технологии и техники добычи со временем значение этого осложняющего работу эксплуатационных газовых скважин фактора будет усиливаться. Этим обусловлена необходимость принятия особых мер по решению проблемы обводнения скважин.

Снижаясь, скорость газа может достигнуть таких малых значений, когда рост градиента давления в лифтовой колонне из-за накопления жидкости приведет к увеличению противодавления на пласт. С увеличением противодавления на пласт темп притока газа в скважину снижается и может не обеспечить так называемой «критической скорости течения газа», необходимой для непрерывного удаления жидкости. В стволе скважины будет накапливаться больше жидкости, и повышение давления на забое приведет к снижению добычи газа или глушению скважины. Следует различать источники поступления воды в скважины, среди которых могут быть:

- водоносная зона, расположенная выше или ниже продуктивного пласта;
- подошвенная пластовая вода, активно внедряющаяся в условиях проявления упруго-водонапорного режима эксплуатации газовой залежи;
- краевая пластовая вода, прорывающаяся по участкам горных пород с высокими фильтрационно-емкостными свойствами;
- несвязанная влага, выходящая из продуктивного газоносного пласта с потоком газа в виде паровой фазы и/или капельной жидкости;
- технические жидкости (используемые при строительстве и освоении скважин, закачиваемые в скважины и технологическое оборудование для интенсификации добычи, а также при проведении ремонтных работ, могут перетекать в соседние скважины, сообщаясь между собой по суперколлектору, влияют на состав выносимых вод), среди которых наиболее распространен раствор хлористого кальция или жидкостей, приготовленных на его основе;
- жидкости, попавшие в пространство скважины при выполнении различных технологических операций по причине ухудшения технического состояния обсадных колонн, цементного камня и др.

Технологическая продувка скважин на факельную линию на сегодняшний день является наиболее широко распространенным, просто осуществляемым и не требующим затрат на переоборудование скважин иным способом удаления скапливающейся на забое жидкости. Отрицательные последствия применения этого способа связаны со значительным возрастанием депрессий во время продувок, что зачастую приводит к разрушению призабойной зоны, выносу песка и абразивному износу оборудования. Периодичность проведения продувок по отдельным скважинам может составлять от 30 до 365 раз в год, а продолжительность каждой операции – от 30 минут до нескольких часов, при этом продукция скважины сжигается, т.е. происходит безвозвратная потеря природных ресурсов и загрязнение окружающей среды.

Существуют другие методы, предназначенные для решения проблем, вызываемых конденсацией капельной жидкости из парогазовой смеси. Большинство же методов, применяемых для удаления жидкости из газовых скважин, не зависят от источников поступления жидкости.

Наиболее известны следующие методы:

- применение водоизоляционных составов;
- технологическая продувка скважин на факельную линию;
- удаление жидкости с помощью поверхностно-активных веществ;
- замена труб лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра;
- эксплуатация скважин по концентрическим лифтовым колоннам;
- технология плунжерного лифта;
- газлифтные и газлифтно-струйные технологии;
- эксплуатация скважин с применением погружных насосов и компрессоров;
- использование насосно-эжекторных систем.

Эжекторные и насосно-эжекторные системы применяются для удаления воды не только из газовых и газоконденсатных скважин, но и из обводненных скважин метаноугольных месторождений [14]. Несмотря на простоту конструкции эжектора, многие вопросы о возможности эффективного практического использования насосно-эжекторных систем для удаления воды из скважин в настоящее время недостаточно исследованы.

В данной статье рассмотрены некоторые проблемы эксплуатации обводненных скважин и предложены новые решения, повышающие эффективность применения насосно-эжекторных систем для удаления воды из газовых скважин.

Так, известен способ эксплуатации газовых скважин [1] на поздней стадии эксплуатации (рис. 1). Для обеспечения необходимого устьевых давления и процесса эксплуатации газовых (в т. ч. самозадавливающихся) скважин используется установка, содержащая

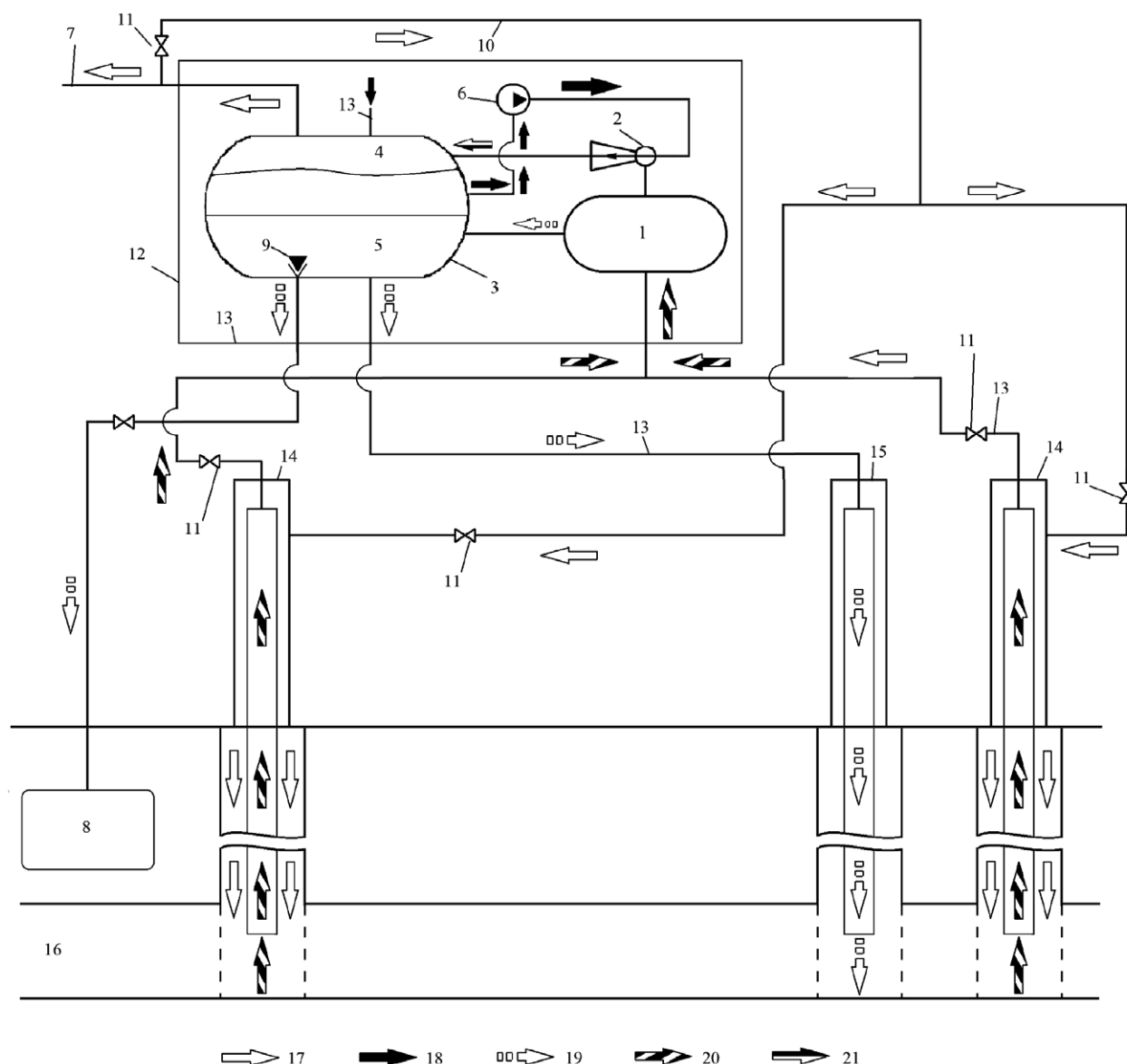


РИС. 1.

Структурная схема насосно-эжекторной системы для куста газодобывающих скважин [1]: 1 – сепаратор, 2 – струйный эжекторный насос, 3 – буллит, 4 – первая секция буллита, 5 – вторая секция буллита, 6 – центробежный насос, 7 – газопровод-шлейф, 8 – подземная емкость для жидкости, поступающей из буллита 3, 9 – поплавковый клапан на входе линии сброса жидкости из буллита 3 в подземную емкость 8, 10 – линия периодической подачи газа в затрубное пространство скважин, 11 – задвижка на входе линии, 12 – термошкаф, 13 – линия сброса пластовой жидкости в поглощающую скважину, 14 – эксплуатационная скважина, 15 – поглощающая скважина, 16 – газонасыщенный пласт, 17 – природный газ, 18 – водо-метанольный раствор, 19 – пластовая жидкость, 20 – смесь природного газа с пластовой жидкостью, 21 – смесь природного газа и водо-метанольного раствора

насос, сепаратор и эжектор. Эжектор необходим для откачки продукции низконапорных скважин. В качестве рабочей среды эжектора применяется водо-метанольный раствор.

Исследование [33, 34] показало, что добавление электролитов в водо-метанольный раствор аналогично эффекту, наблюдаемому в водных растворах электролитов, способствует подавлению коалесценции газовых пузырьков, причем наблюдается синергетический

эффект, усиливающий эффективность процесса. Добавление электролитов в водо-метанольный раствор, несомненно, благоприятно скажется на напорно-энергетических характеристиках эжектора.

Ранее проведенными исследованиями было установлено, что наблюдается заметное улучшение характеристик жидкостно-газового эжектора при откачке газа струей более соленой воды по сравнению с эжектированием газа струей малосоленой воды. Это

связано с улучшением энергообмена между струей рабочей жидкости и откачиваемым газом в области рациональных концентраций солей-электролитов [8, 7].

Поэтому в предлагаемой технологии рекомендуется добавить к водо-метанольному раствору водный раствор электролитов. Важную роль при использовании данных растворов играет тот факт, что водо-метанольный раствор и раствор соли (поваренной или иной, например, хлористого кальция, хлористого магния) являются ингибиторами гидратообразования.

Важно отметить, что ранее проведенными исследованиями [19] было установлено, что при термодинамическом ингибировании гидрата метана наблюдается синергизм совместного действия метанола и хлорида магния (последний, как известно, является эффективным подавителем коалесценции газовых пузырьков в водных растворах). В работе Тройниковой А.А. и др. [20] для различных концентраций ингибитора гидратообразования на основе солей (хлоридов магния и кальция) в растворе установлены термобарические параметры условий гидратообразования и показано, что термодинамические ингибиторы – электролиты являются также и кинетическими ингибиторами. Применение же кинетических ингибиторов имеет, как показано Фаресовым А.В. и Пономаревым А.И. [23], большое значение для предотвращения выпадения гидратов. На основе исследований Тройниковой А.А. [21] предложена усовершенствованная методика расчета расхода ингибиторов гидратообразования применительно к смесевым составам (метанол + растворы электролитов, включая сильно минерализованную пластовую воду). В работах Валежанина И.В. и др. [3] и Истомина В.А. и др. [13] отмечена возможность выпадения солевых осадков при смешении метанола с высокоминерализованной пластовой водой. Однако этого можно избежать путем прогнозирования, для чего необходимо проведение предварительных термодинамических расчетов, основанных на растворимости хлорида натрия в водо-метанольных растворах различных концентраций. В частности, показано, что для пластовой воды ботубинского горизонта Чаяндинского месторождения с минерализацией 350 г/л использование водо-метанольного раствора 80% масс. не приведет к осаждению галита, а для пластовой воды хамакинского горизонта допустимой является концентрация метанола в водо-метанольном растворе 75% масс.

Следовательно, при удалении жидкости с забоев газовых и газоконденсатных скважин можно повысить эффективность насосно-эжекторной системы при использовании водо-метанольного раствора и растворов солей – электролитов за счет синергии, заключающейся в улучшении характеристик эжектора при одновременном снижении затрат на ингибирование метанолом. Особенно важно это для газовых месторождений Восточной Сибири, пластовые воды

которых обладают высокой минерализацией. На данных промыслах нет нужды дополнительно завозить и добавлять в водо-метанольный раствор растворы солей – электролитов, сама природа поможет успешной реализации технологии.

Помимо обводнения скважин, вызванного внедрением пластовой воды, на сегодняшний день промысловики столкнулись с проблемой обводнения газовых скважин конденсационными и техногенными жидкостями уже на ранней стадии разработки крупнейшего Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) полуострова Ямал [16, 18, 22].

Бованенковское НГКМ введено в промышленную эксплуатацию в 2012 г. В настоящее время разрабатывается массивная водоплавающая залежь пластов ТП1-6 танопчинской свиты с запасами газа 2 трлн м³, а также мелкие залежи пластов ТП7-11 (около 200 млрд м³) кустовым способом по 8–12 скважин в кусте.

Практически все продуктивные залежи танопчинской свиты на Бованенковском НГКМ имеют краевую или подошвенную пластовую воду. При эксплуатации месторождения образуются депрессионные воронки в районе кустов добывающих скважин и увеличивается риск их обводнения пластовыми водами.

На Бованенковском месторождении массивная залежь ТП1-6 вскрывается полностью. Принципиальная схема вскрытия продуктивного пласта приведена на рис. 2.

Как правило, пропластки ТП5-6 по своим фильтрационно-емкостным свойствам хуже пропластков ТП1-4, поэтому при совместном вскрытии нижние пласты могут не в полном объеме выносить жидкость с забоя, а работать в режиме барботажа. На забоях многих скважин по результатам геофизических исследований были обнаружены большие скопления жидкости (рис. 2). Результаты гидрохимического контроля показали наличие конденсационной воды, а также смеси конденсационной и техногенной жидкости (43 и 39%, соответственно) на забоях добывающих скважин. В 17% проб было обнаружено и определено процентное содержание пластовой воды, 1% составили пробы, полностью представленные пластовой водой [18].

Средняя длина интервала перфорации по этим скважинам составляет 233 м, средняя длина столба жидкости на забоях скважин – 64 м, вертикальный столб жидкости в среднем достигает отметки в 45,3 м, а процентное соотношение длины столба жидкости к длине интервала перфорации – почти 30% [3]. Это вызывает существенное ухудшение добычных возможностей скважин.

Для повышения производительности скважин Бованенковского НГКМ с большим содержанием жидкости на забое рекомендуется проводить ее удаление с применением кольтюбинговой техники и подачи поверхностно-активных веществ (ПАВ) на забой [18,

22]. Однако использование колтюбинговой техники является дорогостоящим и трудоемким мероприятием. Поэтому было разработано менее затратное и более эффективное новое техническое решение для удаления жидкости с забоев скважин [9, 10], представленное ниже.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению являются известный способ эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин, включающий спуск в скважину погружной насосной установки под статический уровень жидкости, запуск погружной насосной установки в работу, откачку жидкости погружной насосной установкой, уменьшение забойного давления путем снижения динамического уровня жидкости, повышение давления откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки, а также поступление газа на поверхность, и устройство для его реализации, содержащее спущенную в скважину ниже подошвы пласта под уровень жидкости погружную насосную установку и насосно-компрессорные трубы [9].

Известные способ и устройство характеризуются низкой эффективностью, связанной с высокими эксплуатационными затратами на удаление жидкости из скважин и большой материалоемкостью, поскольку для нагнетания жидкости требуется высокий напор погружной насосной установки.

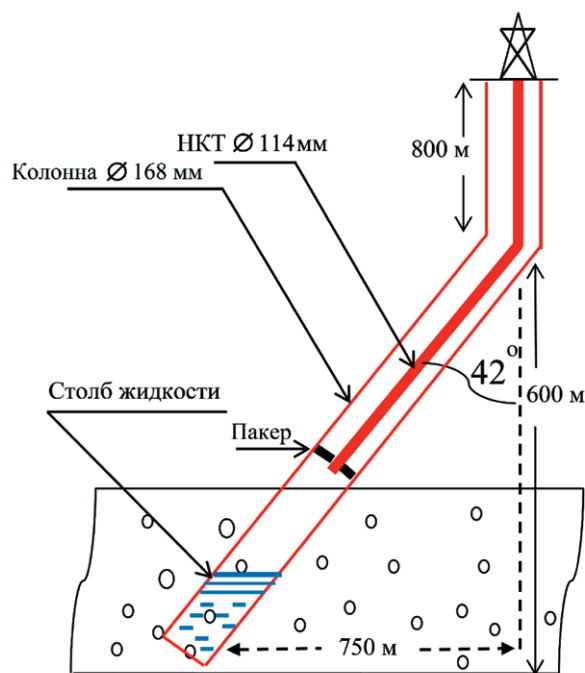


Рис. 2.

Принципиальная схема вскрытия пласта ТП1-6 Бованенковского НГКМ и накопления воды на забое наклонно-направленной скважины [22]

Предлагаемое для практического применения новое техническое решение, связанное с механизированной добычей, направлено на повышение эффективности эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин. Достижимый технический результат заключается в увеличении добычи газа и продлении сроков рентабельной разработки месторождений за счет повышения эффективности эксплуатации скважин при меньших значениях напора погружных насосных установок.

На рис. 3 представлена схема предлагаемой насосно-эжекторной системы для механизированной насосной эксплуатации обводненных газовых и газоконденсатных скважин с устройством для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата.

На пласт 1 пробурена скважина 2, в ее эксплуатационную колонну спущена колонна НКТ 3. Затрубное пространство перекрыто пакером 4. В стволе скважины имеется столб накопившейся воды 5. Внутри насосно-компрессорных труб 3 и далее под уровень жидкости спущена погружная насосная установка 6 на грузонесущем электрическом кабеле 7.

Насосные установки малого габарита, спускаемые на грузонесущем электрическом кабеле внутри колонны НКТ, производятся в настоящее время промышленностью (см., например, [5]) и могут быть использованы в предлагаемом техническом решении.

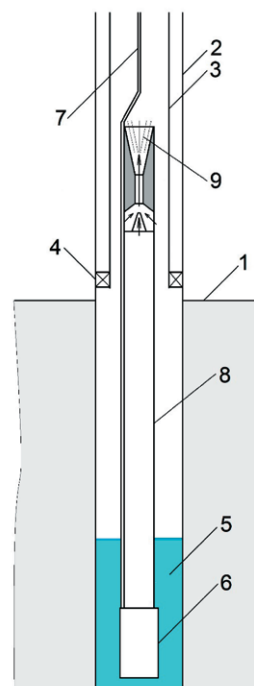


Рис. 3.

Схема предлагаемой насосно-эжекторной системы: 1 – пласт, 2 – эксплуатационная колонна скважины, 3 – НКТ, 4 – пакер, 5 – столб воды, 6 – погружная насосная установка, 7 – грузонесущий кабель, 8 – шланг, 9 – струйный аппарат

К выходу из погружной насосной установки 6 присоединен шланг 8 с расположенным на его верхнем конце устройством 9 для распыления жидкости, выполненным в виде струйного аппарата. Длина шланга 8 больше расстояния между глубиной спуска погружной насосной установки 6 и башмаком НКТ 3.

Способ эксплуатации малодебитных обводненных газовых и газоконденсатных скважин осуществляют следующим образом.

Производят спуск в скважину 2 погружной насосной установки 5 под статический уровень жидкости и запуск погружной насосной установки 5 в работу. Откачивают жидкость погружной насосной установкой 6, уменьшают забойное давление путем снижения динамического уровня жидкости, повышая при этом давление откачиваемой жидкости на выходе погружной насосной установки 6 и обеспечивая поступление газа на поверхность. Жидкость с повышенным давлением распыляют с помощью струйного аппарата 9 в газовой среде и направляют жидкость в виде капель мелкодисперсного аэрозоля по колонне НКТ 5 вместе с газом на поверхность.

Спуск в скважину 1 погружной насосной установки 6 осуществляют на грузонесущем электрическом кабеле 7. Погружную насосную установку 6 могут приводить в действие с использованием возобновляемых источников энергии. В жидкость могут также добавлять поверхностно-активные вещества (ПАВ) для улучшения образования мелкодисперсного аэрозоля вплоть до состояния искусственного тумана. Подбор ПАВ может быть произведен с учетом рекомендаций [15].

Для создания из жидкости мелкодисперсного аэрозоля, выносимого потоком газа по НКТ 3 на поверхность, требуется гораздо меньшее давление и меньший напор погружной насосной установки 6, чем для подъема столба жидкости по НКТ 3 вверх в известных технических решениях.

Мельчайшие капли жидкости в виде аэрозоля уносятся вверх потоком газа, проходящим из пласта 1 в колонну НКТ 3. Накопления жидкости на забое не происходит, и скважина 2 работает в непрерывном режиме без остановок и продувок. Это позволяет полностью освободить зону продуктивного интервала пласта 1 в скважине 2 от накопления жидкости, что существенно повышает дебит скважины по газу.

Таким образом обеспечивается увеличение добычи газа из малодебитных низконапорных обводненных скважин и продление сроков рентабельной разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арно О.Б., Арабский А.К., Куш И.И., Мухаметчин Р.Р., Сопнев Т.В., Пономарев А.И. Способ эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений природ-

- ного газа и устройство для его осуществления Патент № 2760183 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2006.01), E21B 43/40 (2006.01). № 2021107799: заявл. 23.03.2021: опубл. 22.11.2021 / 12 с.: ил.
2. Барьюдин В.А., Малышек Г.В., Свищев Ю.М., Анисимов В.Ф. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55.
3. Валекжанин И.В., Ишмияров Э.Р., Пресняков А.Ю., Гарифуллин А.Р., Волошин А.И. Проблема отложения галита в высокоминерализованных средах: причины, механизм, управление // Нефтепромысловое дело. 2019. № 10 (610). С. 65–78. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-10(610)-65-78
4. Горбунов А.Т., Москвин В.Д., Бруслов А.Ю., Старковский А.В., Рогова Т.С. и др. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины // Патент на изобретение RU 2023143 С1, 15.11.1994. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992.
5. Горбунов Д. Технология освоения и эксплуатации нефтяных скважин установкой сверхмалого габарита на грузонесущем кабеле // SPE 187733. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. 16–18 октября 2017, М., Россия.
6. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.
7. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Влияние минерализации рабочей жидкости на характеристики жидкостно-газовых эжекторов // Бурение & нефть. 2019. № 7. С. 36–39.
8. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2019. Т. 20. № 3. С. 254–260.
9. Дроздов А.Н., Мутишо Ж.Б., Горелкина Е.И., Горбылева Я.А., Дроздов Н.А., Нарожный И.М. Патент № 042538 RUS. МПК E21B 43/00 (2006.01), E21B 17/00 (2006.01) Способ для эксплуатации малодебитных обводненных газовых и газоконденсатных скважин: № 202000363: заявл. 18.12.2020: опубл. 29.04.2022.
10. Дроздов А.Н., Мутишо Ж.Б., Горелкина Е.И., Горбылева Я.А., Лудупов В.Б., Волков В.Д. Новое техническое решение для удаления жидкости из обводненных газовых и газоконденсатных скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. 2021. № 1–2. С. 56–62.
11. Дроздов А.Н. Эксплуатация низконапорных газовых и газоконденсатных скважин механизирован-

- ным способом // Газовая промышленность. 2010. Специальный выпуск журнала «РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 80 лет». С. 63–67.
12. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., С.А. Мельников, Плосков А.А., Моисеев В.В. и др. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. 2018. № 1(33). С. 235–242.
 13. Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Крапивин В.Б., Тройникова А.А., Квон В.Г., Сергеева Д.В. Особенности применения метанола для предупреждения гидратообразования в скважинах Чайнинского НГКМ // НефтеГазоХимия. 2022. № 1–2. С. 60–67.
 14. Ли Дж., Никкенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. Перевод с английского. М.: Премиум Инжиниринг. 2008. 384 с.
 15. Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. М.: Недра. 1996. 320 с. ISBN 5-247-03620-4
 16. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: дис. ... докт. техн. наук: 05.15.06. М. 2022. 328 с.
 17. Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Чукчеев О.А., Галеев Ф.Х. Способ разработки нефтяной залежи // Патент № 2125154 RUS. 20.01.1999. Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997.
 18. Перемышцев Ю.А., Усачев В.Д. Проблемы очистки эксплуатационных скважин от технических и конденсационных вод на Бованенковском НГКМ // Наука и техника в газовой промышленности. 2016. № 3(67). С. 24–34.
 19. Семенов А.П., Мендгазиев Р.И., Стоповрев А.С. Синергизм метанола и хлорида магния при термодинамическом ингибировании гидрата метана // Химия и технология топлив и масел. 2018. № 6 (610). С. 43–46.
 20. Тройникова А.А., Истомин В.А., Квон В.Г., Долгаев С.И., Генкин М.В. и др. Экспериментальные исследования ингибиторов гидратообразования на основе хлоридов двухвалентных металлов // Научно-технический сборник «Вестник газовой науки». 2017. № 2(30). С. 104–109.
 21. Тройникова А.А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2022. 142 с.
 22. Усачев В.Д. Разработка методов прогноза обводнения газовых залежей и скважин на базе композиционных гидродинамических моделей: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2018. 121 с.
 23. Фаресов А.В., Пономарев А.И. Исследование эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11. № 4. С. 86–95.
 24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
 25. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбickaя Л.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19–23.
 26. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
 27. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Шарифуллин Ф.А. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2095548 C1, 10.11.1997. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997.
 28. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44.
 29. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Способ разработки нефтяной залежи // Патент на изобретение RU 2244110 C1, 10.01.2005. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002.
 30. Шахвердиев А.Х., Рыбickaя Л.П. Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
 31. Шахвердиев А.Х. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // Патент на изобретение RU 2149256 C1, 20.05.2000. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999.
 32. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S.- European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006. С. 1487–1492.
 33. HENRY CH.L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Influence of Electrolytes on Bubble Coalescence in Nonaqueous Solvents // Langmuir. 2008. V. 24. P. 7979–7985.
 34. HENRY C.L., DALTON C.N., SCRUTON L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Coalescence of Bubbles in Mixed Electrolyte Solutions // J. Phys. Chem. C. 2007. V. 111. № 2. P. 1015–1023. DOI: 10.1021/jp066400b

REFERENCE

1. ARNO O.B., ARABSKY A.K., KUSHCH I.I., MUKHAMETCHIN R.R., SOPNEV T.V., PONOMAREV A.I. Method for operating gas wells at a late stage of development of natural gas fields and device for its implementation. Patent N 2760183 Russian Federation, declared 03.23.2021: published 11.22.2021. (In Russian).
2. BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. Systems approach to regulation of hydrodynamic impact on the reservoir (for discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52–55. (In Russian).
3. VALEKZHANIN I.V., ISHMIYAROV E.R., PRESNIAKOV A.YU., GARIFULLIN A.R., VOLOSHIN A.I. The problem of halite deposition in highly mineralized environments: causes, mechanism, control. *Neftpromyslovoye delo*. 2019; 10 (610): 65–78. (In Russian).
4. GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.YU., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S. ET. AL. Method for processing the bottomhole zone of a production well. Patent for invention RU 2023143 C1, 11/15/1994. Application N 5034187/03 dated 03/25/1992. (In Russian).
5. GORBUNOV D. Technology of development and operation of oil wells by means of an ultra-small-size installation on a load-carrying cable. Russian Oil and Gas Technical Conference SPE. October 16–18, 2017, Moscow, Russia. SPE 187733. (In Russian).
6. GUMERSKIY H.H., MAMEDOV YU.G., SHAKHVERDIEV A.KH. Russian oil industry on the threshold of a new century: assessments of the past, present, future. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;7:22–26. (In Russian).
7. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A., GORBYLEVA YA.A., GORELKINA E.I. Influence of working fluid mineralization on the characteristics of liquid-gas ejectors. *Burennye & nefi'*. 2019;7:36–39. (In Russian).
8. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A., GORBYLEVA YA.A., GORELKINA E.I. Improving the efficiency of a liquid-gas ejector. *Vestnik Rossiyskogo universiteta družby narodov. Seriya: Inzhenernyye issledovaniya*. 2019; 20(3): 254–260. (In Russian).
9. DROZDOV A.N., MUGISHO ZH.B., GORELKINA E.I., GORBYLEVA YA.A., DROZDOV N.A., NARAZHNY I.M. Method for operating low-flow watered gas and gas condensate wells. Patent N 042538 RUS. declared 12.18.2020: published 04.29.2022. (In Russian).
10. DROZDOV A.N., MUGISHO ZH.B., GORELKINA E.I., GORBYLEVA YA.A., LUDUPOV V.B., VOLKOV V.D. New technical solution for removing liquid from flooded gas and gas condensate wells. *Territoriya NEFTGAZ*. 2021; 1-2: 56–62. (In Russian).
11. DROZDOV A.N. Operation of low-pressure gas and gas condensate wells by a mechanized method. *Gazovaya promyshlennost'*. 2010. Special issue of the journal "Gubkin Russian State University of Oil and Gas – 80 years": 63–67. (In Russian).
12. IZYUMCHENKO D.V., MANDRIK E.V., MELNIKOV S.A., PLOSKOV A.A., MOISEEV V.V. ET. AL. Operation of gas wells in conditions of active water and sand production. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik VESTI gazovoy nauki*. 2018; 1(33):235–242. (In Russian).
13. ISTOMIN V.A., IZYUMCHENKO D.V., KRAPIVIN V.B., TROYNIKOVA A.A., KVON V.G., SERGEEVA D.V. Features of methanol application to prevent hydrate formation in wells of the Chayandinskoye OGCF. *NefteGazokhimiya*. 2022;1–2:60–67. (In Russian).
14. LEE J., NICKENS G., WELLS M. Operation of flooded gas wells. Technological solutions for removing liquid from wells. Translation from English. Moscow: Premium Engineering, 2008:384. (In Russian).
15. MAKARENKO P.P. Comprehensive solution to problems of development of a gas-producing region. Moscow: Nedra, 1996: 320. (In Russian).
16. NIKOLAEV O.V. Improving the methods of hydrodynamic modeling of gas production processes based on the results of experimental studies of gas-liquid flows: dis. ... Doctor of Engineering Sciences: 05.15.06. Moscow, 2022:328. (In Russian).
17. PANAKHOV G.M., SULEIMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Method of oil deposit development. Patent N 2125154 RUS. 20.01.1999. Application N 97109104/03 dated 16.06.1997. (In Russian).
18. PEREMYSHTSEV YU.A., USACHEV V.D. Problems of cleaning production wells from technical and condensate waters at the Bovanenkovo oil and gas condensate field. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*. 2016; 3 (67):24–34. (In Russian).
19. SEMENOV A.P., MENDGAZIEV R.I., STOPOREV A.S. Synergism of methanol and magnesium chloride in thermodynamic inhibition of methane hydrate. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masel*. 2018;6;(610):43–46. (In Russian).
20. TROYNIKOVA A.A., ISTOMIN V.A., KVON V.G., DOLGAEV S.I., GENKIN M.V., IGUMNOV S.N., ROZARENKOVA T.V. Experimental studies of hydrate formation inhibitors based on divalent metal chlorides. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik «Vestnik gazovoy nauki»*. 2017;2;(30):104–109. (In Russian).
21. TROYNIKOVA A.A. Improving methods for preventing hydrate formation at gas and gas condensate fields: dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 25.00.17. Moscow, 2022: 142. (In Russian).
22. USACHEV V.D. Development of methods for predicting flooding of gas deposits and wells based on composite hydrodynamic models: dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 25.00.17. Moscow, 2018:121. (In Russian).
23. FARESOV A.V., PONOMAREV A.I. Study of the efficiency of kinetic type hydrate formation inhibitors. *Neftegazovoye delo*. 2013;11(4): 86–95. (In Russian).
24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover reserves of undersaturated

- oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022; 5;(9): 78–87. (In Russian).
25. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P. Modeling of oil deposits from the stand-point of system optimization of processes. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;12:19–23. (In Russian).
 26. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Optimization of well grid density and its impact on oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
 27. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A. Method for determining technological efficiency of enhanced oil recovery methods. Patent for invention RU 2095548 C1, 10.11.1997. Application N 97104539/03 dated 28.03.1997. (In Russian).
 28. SHAKHVERDIEV A.KH. Optimization of the reservoir pressure maintenance system during reservoir flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001; 3: 42–44. (In Russian).
 29. SHAKHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. Technological effectiveness assessment for impacts on hydrocarbons deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2003;4:65–68. (In Russian).
 30. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Method for developing an oil deposit. Patent for invention RU 2244110 C1, 10.01.2005. Application N 2003110568/03 dated 13.06.2002. (In Russian).
 31. SHAKHVERDIEV A.KH. Method for determining the technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Patent for invention RU 2149256 C1, 20.05.2000. Application N 99126412/03 dated 22.12.1999. (In Russian).
 32. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements. In the collection: Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S. European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006:1487–1492.
 33. HENRY CH.L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Influence of Electrolytes on Bubble Coalescence in Nonaqueous Solvents. *Langmuir*. 2008; 24: 7979–7985.
 34. HENRY C.L., DALTON C.N., SCRUTON L., CRAIG V.S.J. Ion-Specific Coalescence of Bubbles in Mixed Electrolyte Solutions. *J. Phys. Chem. C*. 2007; 111(2):1015–1023.

Дроздов Александр Николаевич,

д.т.н., профессор Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 119296, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1,
119296, Moscow, Leninsky Prospekt, 65, bldg. 1,
e-mail: Drozdov_an@mail.ru

Горелкина Евгения Ильинична,

старший преподаватель Российского университета дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23,
e-mail: Gorelckina.evgenia@yandex.ru

УДК 622.276

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-60-73

Научная статья

EDN: JOQJEE

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

А.В. ДЕНИСОВ¹,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ¹,
Т.Т. МАЖРЕНОВА^{1,2}

¹РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ, МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

²РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА», МОСКВА,
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

На официальном и экспертном уровнях неоспорим факт сокращения в общем объеме нефтедобычи в России традиционных запасов углеводородов, имеющих низкую себестоимость добычи, и роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТриЗ). В 2023 г. в Минэнерго оценили долю ТриЗ в запасах углеводородного сырья в 60% с большой вероятностью ее увеличения до 70% к 2030 г. Наряду с ухудшением условий их залегания, геолого-физических характеристик и свойств нефти, важной характеристикой добычи углеводородов ТриЗ является существенное увеличение капитальных и операционных затрат и, как следствие, увеличение себестоимости их добычи. По этой причине попытки установления качественных и количественных критериев стимулирования ТриЗ нефти не сходят с научно-технологической повестки дня. В данной статье рассматривается возможность использования себестоимости добычи 1 тонны нефти без налога на добычу полезных ископаемых в качестве показателя для характеристики различных категорий ТриЗ, контроля критической рентабельности разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТриЗ, а также для обоснования условий получения налоговых льгот.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти (ТриЗ), рентабельность, себестоимость

Original article

DETERMINATION OF QUALITATIVE AND QUANTITATIVE ECONOMIC CRITERIA FOR STIMULATING THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES

A.V. DENISOV¹, E.A. SHAKHVERDIEV¹,
T.T. MAZHRENOVA^{1,2}

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING
UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO
ORDZHONIKIDZE, MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

² RUSSIAN STATE UNIVERSITY OF OIL AND
GAS NAMED AFTER I.M. GUBKIN, MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

At the official and expert levels, the fact of a reduction in the total volume of oil production in Russia of traditional hydrocarbon reserves with low production costs and an increase in the share of hard-to-recover oil reserves (HOR) is indisputable. In 2023, the Ministry of Energy estimated the share of HOR in hydrocarbon reserves at 60% with a high probability of increasing to 70% by 2030. Along with the deterioration of their occurrence conditions, geological and physical characteristics and oil properties, an important characteristic of the production of HOR hydrocarbons is a significant increase in capital and operating costs and, as a consequence, an increase in the cost of their production. For this reason, attempts to establish qualitative and quantitative criteria for stimulating the development of HOR oil do not leave the scientific and technological agenda. This article examines the possibility of using the cost of producing 1 ton of oil without mineral extraction tax as an indicator for characterizing various categories of hard-to-recover reserves, monitoring the critical profitability of developing any operational facility, including hard-to-recover reserves, and also for substantiating the conditions for obtaining tax benefits.

KEY WORDS: hard-to-recover oil reserves (HOR), profitability, cost

ВВЕДЕНИЕ

На официальном и экспертном уровнях неоспорим факт сокращения в общем объеме нефтедобычи в России традиционных запасов углеводородов, имею-

ших низкую себестоимость добычи, и роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) [1–41]. В 2023 г. в Минэнерго оценили долю ТРИЗ в запасах углеводородного сырья в 60% с большой вероятностью ее увеличения до 70% к 2030 г. Безусловно, наряду с ухудшением условий их залегания, геолого-физических характеристик и свойств нефти, важной характеристикой добычи углеводородов ТРИЗ является существенное увеличение капитальных и операционных затрат и, как следствие, увеличение себестоимости их добычи. По этой причине попытки установления качественных и количественных критериев стимулирования ТРИЗ нефти не сходят с научно-технологической повестки дня.

Исчерпывающее определение ТРИЗ нефти приведено в работе Шахвердиева А.Х. и др. [22]: «Нерентабельными трудноизвлекаемыми запасами признаются жидкие и газообразные углеводородные запасы залежей, с крайне низкими геологическими, физическими, технологическими параметрами и неблагоприятными территориально-климатическими условиями залегания, экономическая эффективность добычи которых, определяется в установленном законом порядке в зависимости от волатильности и конъюнктуры энергетического и валютного рынков». Как видно из предложенного определения, ключевой задачей успешной разработки этих запасов является трансформация их из категории «нерентабельные» в категорию «рентабельные». Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти практически всегда связана с дополнительными капитальными и эксплуатационными затратами на специализированное оборудование, материалы, инновационные технологии и методы мониторинга и контроля, все это включается в себестоимость добычи нефти и в дальнейшем для унификации рекомендуется использовать качественный показатель – себестоимость добычи 1 т нефти без НДС.

Оценки себестоимости добычи нефти в России по данным различных источников изменяются в широких пределах, так например, по оценкам консалтинговой компании Rystad Energy – 20–50 долларов США за баррель, по данным МИНЭНЕРГО – 15–40–45 долларов США за баррель, по данным Роснефти – 2,5 долларов США за баррель, по дан-

ным Газпромнефти – 15 долларов США за баррель. Согласно данным Росстата [17], динамика изменения себестоимости добычи 1 т нефти представлена в табл. 1, если пересчитать значение за 1 кв. 2024 г. по курсу 1 доллар=90 руб. получим 47 долларов США за баррель.

Дополнительно для оценки себестоимости добычи нефти без НДС можно ориентироваться на нормативы определения расходов для расчета налога на дополнительный доход (НДД) от добычи углеводородного сырья, представленного в налоговом кодексе: предельные расходы на добычу углеводородного сырья составляли в 2024 г.: $7140 \times 1,284 = 9168$ руб/т и 10168 руб/т добычи сверхвязкой нефти.

Существенные различия в оценках себестоимости добычи нефти в России свидетельствуют об отсутствии унифицированного подхода к использованию этого показателя из-за различия отечественных и зарубежных методик, оценки и учета или неучета в себестоимости налогов на добычу нефти и зачастую зависит от предпочтений заинтересованных сторон [2, 4, 5, 6, 8, 12, 15, 16, 26]. Кроме этого, себестоимость – динамическая величина, которая изменяется с течением времени и склонна увеличиваться при разработке объектов ТРИЗ.

Согласно действующей в нефтегазовой отрасли методике [11] по планированию, учету и калькуляции себестоимости добычи нефти и газа, при формировании себестоимости добычи углеводородов учитываются следующие виды расходов:

- 1) электроэнергия по извлечению жидкости (исходя из удельных затрат и объемов добычи жидкости);
- 2) искусственное воздействие на пласт (условно-переменные затраты – исходя из удельных затрат и объемов закачиваемой воды или (и) объемов закачиваемого газа, условно-постоянные затраты – исходя из удельных затрат и среднедействующего фонда нагнетательных скважин);
- 3) сбор и внутрипромысловый транспорт (исходя из удельных затрат и объемов добычи жидкости);
- 4) технологическая подготовка нефти (исходя из удельных затрат и объемов добычи нефти);
- 5) содержание и эксплуатация оборудования (на основании удельных затрат и среднедействующего

ТАБЛИЦА 1.

Себестоимость добычи 1 т нефти в Российской Федерации (руб.)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022)	2023	2024
I квартал	9812,2	7843,2	10862,6	12813,2	14747,7	13162,5	17915,6	33123,5	17939,3	30908,9
II квартал	10123,8	9613,1	10335,3	14772,4	15646,5	9245,1	20379,0	25176,7	21470,5	
III квартал	9665,1	9101,8	10993,8	15970,6	14360,8	12656,6	21367,3	21477,7	31326,5	
IV квартал	8784,6	9976,8	12545,8	14733,5	14907,5	13311,1	23108,4	18630,1	31629,1	

- фонда добывающих скважин);
- 6) капитальный ремонт скважин (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
 - 7) расходы на оплату труда промышленно-производственного персонала ППП (исходя из заработной платы 1 работающего и численности ППП);
 - 8) отчисления на социальное страхование ППП, которые состоят из страхового взноса в государственные внебюджетные фонды и страхового тарифа на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
 - 9) общепроизводственные затраты (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
 - 10) расходы на оплату труда АУП (исходя из удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих и нагнетательных скважин) с учетом отчислений на социальное страхование персонала АУП;
 - 11) прочие расходы в общепроизводственных затратах (на основании удельных затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
 - 12) затраты на проведение ГТМ, направленных на прирост добычи нефти (исходя из удельных затрат на проведение одной скважино-операции и количества скважин, подвергающихся воздействию);
 - 13) затраты на проведение МУН (исходя из удельных затрат на проведение одной скважинной операции и количества скважин, подвергающихся воздействию);
 - 14) затраты на транспорт УВС (исходя из удельных затрат и объемов реализации нефти на внешнем рынке);
 - 15) налоги, пошлины и прочие платежи (налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество, прочие налоги);
 - 16) амортизация основных фондов (исходя из балансовой стоимости основных фондов и действующих норм амортизации в нефтяной отрасли).

К сведению, методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти ипутного газа составляется в соответствии с "Положением о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли", утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 5 августа 1992 года № 552, «Инструкции по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа», утвержденной приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 ноября 1973 г. № 553, «Особенностей статей затрат, включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг) пред-

А.В. ДЕНИСОВ,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ, Т.Т. МАЖРЕНОВА
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО
И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО
КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

приятий нефтедобывающей, газодобывающей отраслей и магистрального трубопроводного транспорта», утвержденных Минтопэнерго от 08.03.94. Как видим, документы датированы 1973, 1992, 1994 годами и давно не обновлялись.

Представленные в табл. 1 показатели себестоимости являются усредненными для всех разрабатываемых объектов на территории России, в том числе более 50% льготированных (по годовой добыче нефти), при этом доля налога на добычу полезных ископаемых в себестоимости добычи нефти может составлять более 50%, как на примере эксплуатационного объекта, представленного на рис. 1. Кроме того, необходимо учитывать, что с 2019 г. произошло снижение НДС в пользу нового налога на дополнительный доход (НДД), который взимается аналогично налогу на прибыль и не входит в себестоимость добычи нефти.

В действующих «Правилах разработки месторождений углеводородного сырья» утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356 и «Правилах подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» установленных приказом Минприроды России от 20.09.2019 №639, не содержатся требования по расчету себестоимости добычи нефти. В период планового хозяйствования себестоимость добычи 1 т нефти входила в число основных показателей эффективности вариантов проекта разработки, характеризующих производственные затраты на единицу добываемой продукции [10]. Таким образом, себестоимость добычи 1 т нефти без НДС может являться качественным универсальным показателем, характеризующим эффективность разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТРИЗ нефти.

Использование его с другими стоимостными показателями (ценой 1 т. нефти Нетбэк и НДС на 1 т нефти) позволит контролировать условие критичных границ «рентабельности» $ЦНН - НДС - СДН > 0$, где:

ЦНН – цена нефти нетбэк; НДС – налог на добычу полезных ископаемых; СДН – себестоимость добычи нефти.

Этот приемлемый подход рекомендуется использовать для обоснования права получателя льготы по НДС и переходу на режим НДД с последующим уменьшением НДС.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ ТРИЗ

Затраты на добычу нефти возрастают вместе с комплексной сложностью геологического объекта, которая зависит от свойств пластовых флюидов, удаленностью от инфраструктуры, зависят от тяжелых климатических условий, геолого-физических характеристик породы-коллектора, от стадии разработки

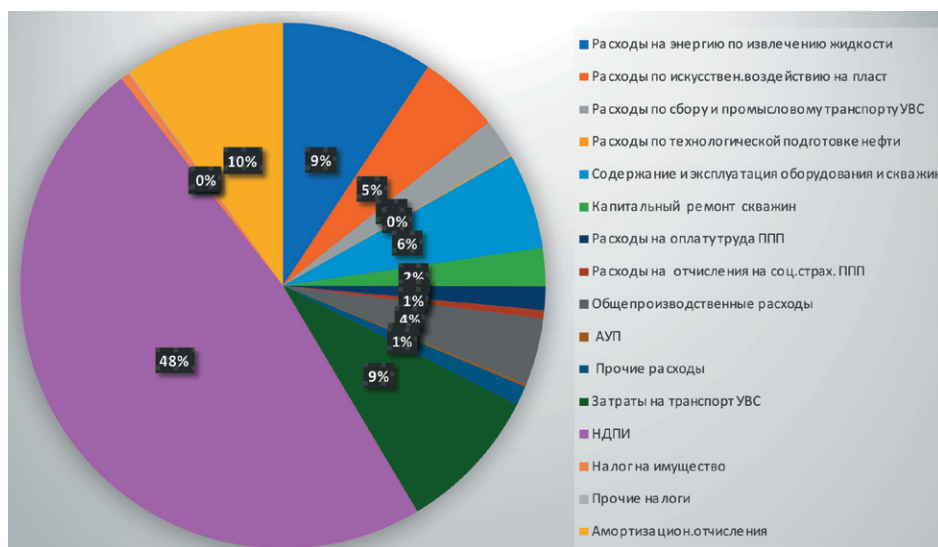


Рис. 1.

Распределение затрат входящих в себестоимость добычи 1 т нефти (15184 руб.) для объекта разработки Западной Сибири по данным 2018 г.

и прочих показателей и условий [19, 23, 24, 28, 39] (табл. 2).

Категория структурных осложняющих факторов связана с особенностями геологического строения, которую можно подразделить на две подкатегории: макроструктурные и микроструктурные факторы (рис. 2).

Макроструктурные факторы связаны с изменчивостью свойств и особенностями строения на макроуровне – в рамках исследуемого геологического тела. Это может быть продуктивный горизонт, залежь или другая геометрически ограниченная структура, сформированная определенным процессом или циклом процессов. При этом влияние извне на макроструктурные факторы ограничено. Микроструктурные факторы связаны с характеристиками микроуровня: геометрией порового пространства, гранулометрическим составом, составом и свойствами породы-скелета и цементирующего вещества, текстурой, а также различными геохимическими и физическими преобразованиями порового пространства породы-коллектора. Все эти параметры формируют облик пустотного пространства коллектора, в котором происходит процесс фильтрации. Чем больше микронеоднородность, тем больше неопределенных переменных появляется на мезоуровне, усложняя понимание процесса фильтрации и взаимодействия элементов системы между собой на макроуровне. Крайне важна трансформация информации и знаний об объекте разработки с микроуровня на мезоуровень и далее на макроуровень. Также стоит отметить, что ряд осложняющих факторов проявляет себя еще на этапе разбуривания объектов. Например, интервалы многолетнемерзлых пород или газовых гидратов требуют жесткого соблюдения температурного режима,

ТАБЛИЦА 2.

Категории осложняющих факторов

№	Осложняющие факторы при разработке	Категория
1	низкая проницаемость коллекторов	структурные
2	тектонические разломы	
3	недонасыщенные коллектора	
4	подгазовые залежи	
5	повышенная трещинноватость	
6	высокая неоднородность коллектора	
7	засоленные коллектора	
8	глубокие горизонты	
9	МНП и газогидраты	
10	АВПД	
11	АНПД	
12	недозрелые коллектора	физико-химические свойства флюидов
13	высокая вязкость нефти	
14	битуминозные породы	
15	высокое содержание CO ₂	
16	высокое содержание серы	
17	высокое содержание парафина	
18	высокое газосодержание нефти	
19	инфраструктурная ограниченность	географические
20	экстремальные климатические условия	
21	малая и высокая степень выработанности	временные

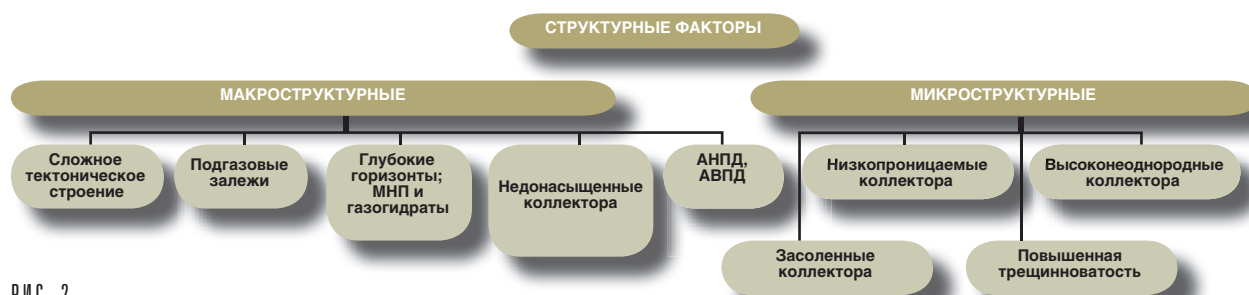


РИС. 2.

Иерархия структурного осложнения факторов

а бурение на больших глубинах связано с ощутимыми затратами и рисками.

Вторая категория – физико-химические осложняющие факторы, связанные со свойством и составом пластовых флюидов, обусловленных также естественным генезисом (табл. 2).

Воздействие на флюиды вполне возможно за счет применения различных затратных технологий [1, 3, 7–9, 13, 14, 21, 30–37.], подразумевающих изменение реологических свойств углеводородов. Разработка месторождений вязкой и сверхвысоковязкой нефти возможна только с использованием тепловых методов добычи нефти, которые требуют высоких начальных капитальных затрат и постоянных повышенных эксплуатационных затрат, что обуславливает высокую себестоимость их добычи. Также стоит отметить, что эффективность ряда методов будет тесно связана со свойствами и строением породы-коллектора и часто будет иметь ограничения по воздействию в рамках зоны дренирования скважины.

Третья категория связана непосредственно с географическим положением объекта разработки. Часть ресурсов и запасов углеводородного сырья сосредоточена в отдаленных, малонаселенных регионах со сложной климатической обстановкой. Особенно актуальны географические осложняющие факторы для северных регионов и примыкающих к ним шельфов арктических морей. Освоение ресурсного потенциала Арктики сопряжено с огромными капитальными и эксплуатационными затратами. Целый комплекс гидрометеорологических и климатических параметров препятствует индустриальной экспансии и, как следствие, развитию инфраструктуры.

Четвертая категория осложняющих факторов характерна на начальном этапе разработки, во время которого осуществляются значительные капитальные затраты на бурение скважин и промысловое обустройство, а также на поздней стадии разработки при высокой выработанности извлекаемых запасов, высокой обводненности и падении добычи углеводородов. Соответственно высокая себестоимость добычи нефти будет на начальной и поздней стадиях разработки.

В табл. 3 представлена характеристика основных

льготируемых категории ТРИЗ нефти согласно форме № 5-НДПИ [22].

Баженовские, абалакские, хадуьские и доманиковские отложения имеют очень неоднородное и крайне сложное геологическое строение, состав и тип углеводородов, определение их геологических и извлекаемых запасов имеет высокую степень неопределенности. Эффективная добыча нефти на данных объектах связана с бурением и эксплуатацией скважин с горизонтальным окончанием и проведением стимуляции пласта многоступенчатым гидроразрывом, при этом высокий стартовый дебит нефти (рис. 3) снижается через 1 год на 68%, через 2 года – на 82%, через 5 лет – на 92%, и соответственно целевым показателем эффективной работы скважины также будет являться значение накопленной добычи нефти от 50 тыс. т и выше.

В настоящее время работа с данными объектами осуществляется в рамках технологических полигонов с освобождением от уплаты НДПИ, и уже сейчас понятно, что их разработка потребует значительных капитальных затрат на бурение большого количества высокотехнологичных скважин и проведение операций многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП), а также постоянных повышенных затрат на проведение большого количества геологоразведочных и исследовательских работ. Методы увеличения КИН и воздействия на нефтематеринскую породу в настоящее время находятся вне зоны рентабельности.

Согласно данным немногочисленных опубликованных результатов работ, в рамках технологических полигонов работа идет в направлении снижения затрат на бурение и освоение скважин, импортозамещения отечественными технологиями, материалами и оборудованием. Промышленная разработка этой категории ТРИЗ ожидается в перспективе 30–50 лет.

Добыча нефти низкопроницаемых коллекторов и продуктивных отложений тюменской свиты Западной Сибири имеет льготы по НДПИ по степени сложности K_A и степени выработанности K_{AB} , является примером эффективной работы налоговых льгот, что видно по данным добычи нефти в 2016–2020 г.

Участки недр с величиной запасов менее 5 млн т имеют льготу по НДПИ с помощью понижающего

ТАБЛИЦА 3.
Характеристика основных льготлируемых категорий ТриЗ нефти

Основные льготлируемые категории ТриЗ нефти	Добыча нефти (без СРП и добычи на новых морских месторождениях), млн т					Оценка извлекаемых запасов	Льготы	Комментарии
	2016	2017	2018	2019	2020			
Баженовская свита	2	1	1	2	2	5-60 млрд т (предварительная оценка извлекаемых ресурсов)	НДПИ=0 до степени выработанности запасов ≤ 0,13 (при этом достоверной оценки запасов нет)	В настоящее время работа в рамках технологических полигонов (НИР), снижение себестоимости до рентабельного уровня. Промышленная разработка в перспективе 30-50 лет.
						0,3 млрд т извлекаемые запасы		
						0,02 млрд т извлекаемые запасы		
						3-6 млрд т извлекаемые запасы		
Доманиковские отложения								
Вязкость от 10 000 мПа·с	2	3	4	5	6	1,3 млрд т	Использование режима НДД	Рентабельная добыча только с использованием тепловых МУН, постоянные высокие эксплуатационные затраты
Вязкость от 200 до 10 000 мПа·с	5	5	6	6	8	2 млрд т	Использование режима НДД	
Низкая проницаемость	8	12	18	20	21	4,5 млрд т	Льгота по НДПИ (Кд=0.2-0.4) и Кдв	Пример эффективной работы льгот по НДПИ
Тюменская свита	26	26	28	28	27	0,8 млрд т	Льгота по НДПИ (Кд=0.8) и Кдв	Пример эффективной работы льгот по НДПИ
Величина запасов < 5 млн т	10	10	11	11	11	1 млрд т	Льгота по НДПИ Кз	Пример эффективной работы льгот по НДПИ
Льгота по региону добычи	36	37	37	28	24	6,3 млрд т	Льгота по НДПИ (Ккан=0)	Пример эффективной работы льгот по НДПИ. Необходимость высоких инвестиционных затрат
Льгота по степени выработанности запасов	106	112	140	159	151	2,9 млрд т	Использование режима НДД	Наиболее востребованная категория, при снижении налогов возможно увеличение рентабельных извлекаемых запасов и доходов бюджета
Не льготная нефть	305	288	250	202	151			
ВСЕГО	500	494	495	461	401			

коэффициента K_3 , однако его действие ограничено степенью выработанности запасов величиной 5% или 250000 т накопленной нефти, таким образом этим количеством необходимо будет закрыть начальные капитальные затраты на бурение, обустройство и выйти на рентабельный уровень себестоимости добычи нефти после действия льготы.

Разработка месторождений вязких и сверхвязких нефтей льготируется использованием режима НДД и пониженной ставкой НДС. Рентабельная добыча таких нефтей возможна только с использованием специальных технологий (непрерывная закачка пара, SAGD), поэтому здесь требуются высокие капитальные вложения и постоянные повышенные эксплуатационные затраты.

Категория удаленных от инфраструктуры месторождений имеет льготу по НДС на основании

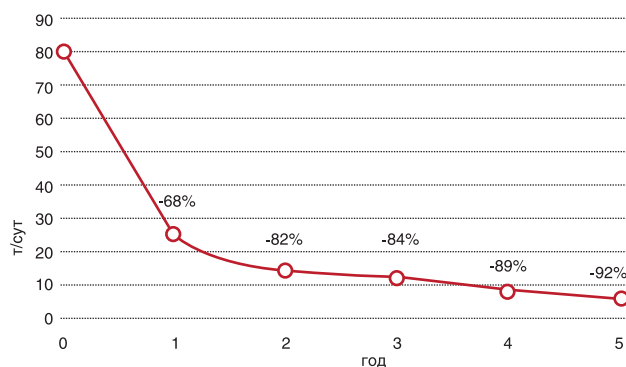


Рис. 3.

Характерная динамика добычи нефти по скважинам, разрабатывающим верхнеюрские отложения

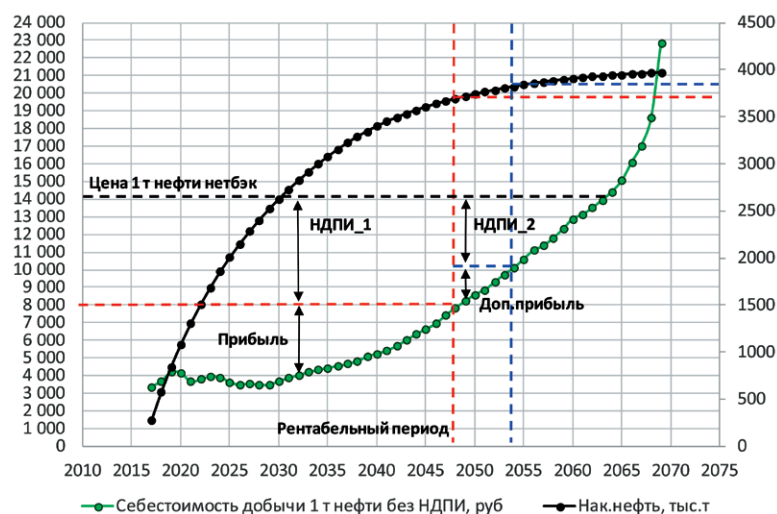


Рис. 4.

Динамика накопленной добычи нефти и себестоимости добычи 1 т нефти объекта разработки

А.В. ДЕНИСОВ,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ, Т.Т. МАЖРЕНОВА
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО
И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО
КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

$K_{\text{кан}} = 0$, но на определенное время и до достижения степени выработанности запасов 5% или определенной накопленной добыче нефти. Таким образом, за это время необходимо будет окупить начальные капитальные затраты на бурение, обустройство, строительство инфраструктуры, трубопроводов и выйти на рентабельный уровень себестоимости добычи нефти после окончания действия льготы.

Льгота по степени выработанности запасов является наиболее востребованной категорией, добыча нефти по которой перекрывает все остальные категории вместе взятые, к тому же эта льгота позволяет продлить рентабельный период работы, получить дополнительный доход бюджета и увеличить КИН за этот период. Например, для объекта, представленного на рис. 6 рентабельный период и разработка должны закончиться в 2048 г, но снижение после 2048 г. с НДС₁ = 6000 руб/т до НДС₂ = 4000 руб/т позволит продлить рентабельный период разработки, получить дополнительную добычу нефти 131 тыс. т, получить дополнительный доход бюджета 523 млн руб. и дополнительный доход предприятия, с которого также рассчитывается налог НДД. Данная схема налогообложения используется с 2019 г. для перевода льготируемых по степени выработки объектов на режим уплаты налога на дополнительный доход с пониженной ставкой НДС.

Повышение коэффициента извлечения нефти как на традиционных, так и на эксплуатационных объектах ТРИЗ напрямую связано с реализацией технологий и проектов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Зачастую технологии, показавшие высокую эффективность в лабораторных экспериментах и опытно-промышленных испытаниях, не применяют-

ся в промышленных масштабах из-за отрицательных экономических показателей. Использование временного уменьшения ставки НДС позволит перевести проект в рентабельную категорию, при этом в итоге доходы бюджета и предприятия вырастут, увеличится конечный коэффициент извлечения нефти.

В качестве примера рассматривается динамика изменения собственности добычи нефти. На основе данных действующего проектного документа разработки месторождения Западной Сибири были рассчитаны показатели себестоимости добычи нефти

без НДС для объектов разработки, среди которых имеются объекты с высокой степенью выработки более 80% извлекаемых запасов, объекты тюменской и баженовской свит. Как видно из рис. 5–8 себестоимость добычи 1 т. нефти без НДС увеличивается со временем по годам разработки, что подтверждает целесообразность предоставления льгот по НДС на поздней стадии разработки при высокой степени выработанности извлекаемых запасов. Это позволит увеличить рентабельный период работы, добыть дополнительную нефть, увеличить конечный КИН, по-

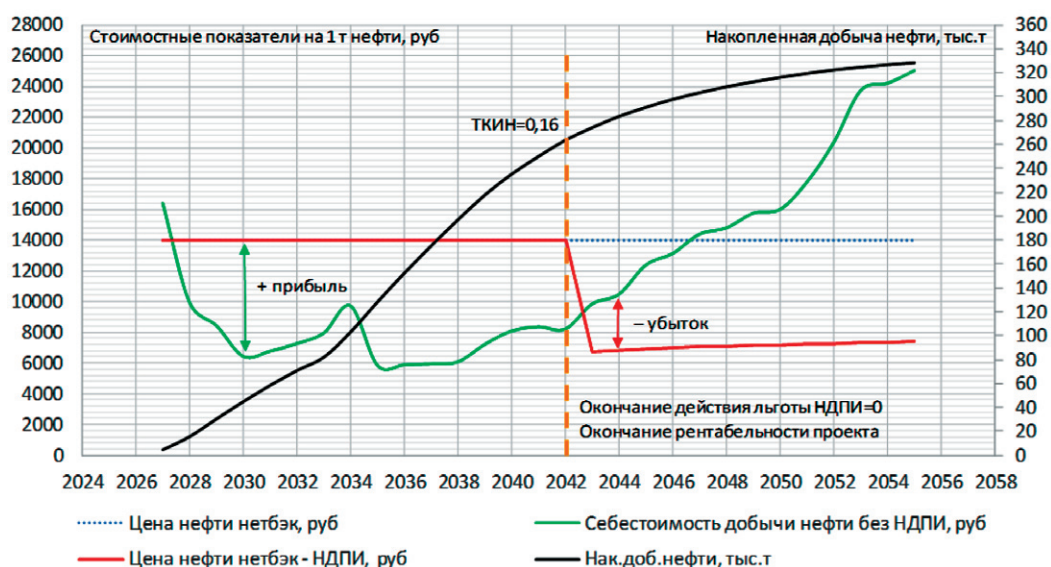


РИС. 5.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки баженовской свиты

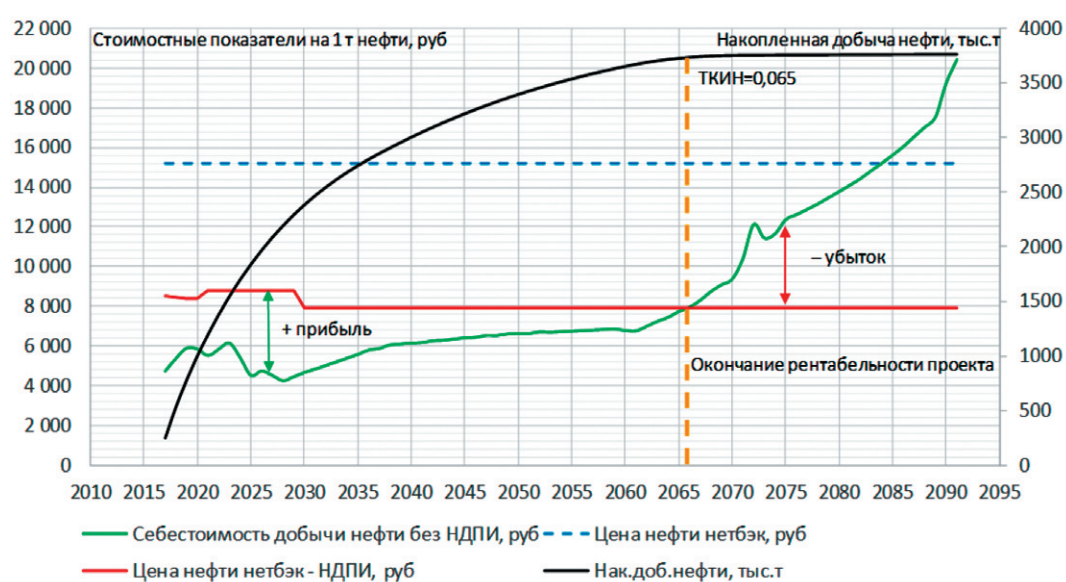


РИС. 6.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки тюменской свиты

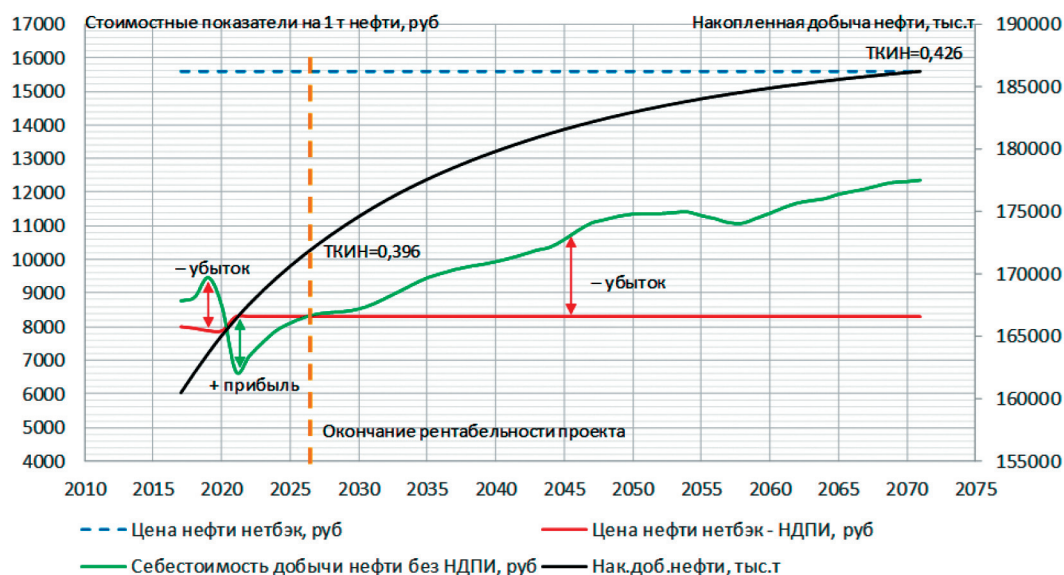


РИС. 7.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки с степенью выработки более 80% (вариант без льгот)

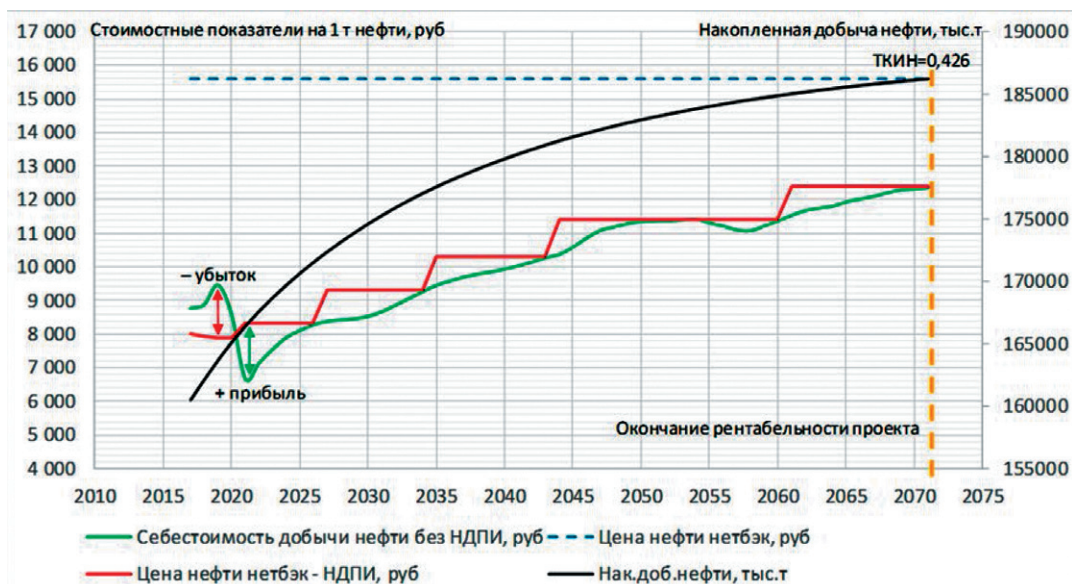


РИС. 8.

Динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для объекта разработки с степенью выработки более 80% (вариант с постепенным снижением НДС).

лучить дополнительный доход государства и недропользователя (ЧДГ и ЧДД).

Добыча нефти ТриЗ эксплуатационных объектов баженовской свиты льготируется нулевой ставкой НДС в течении первых 15 лет с начала разработки, это время должно характеризоваться высокой себестоимостью добычи нефти из-за необходимости проведения НИР, НИОКР, промышленных испытаний с целью выбора эффективных технологий добычи

нефти, которые обеспечат снижение себестоимости добычи нефти на период после окончания действия льготы и обеспечат дальнейшую рентабельность. Как видно из графика рис. 5 для рассмотренного примера этого не произошло, в период предоставления льготы получена прибыль, себестоимость добычи нефти не превышает значений, характерных для объектов, не относящихся к ТриЗ, а в момент окончания действия льготы проект сразу же перешел в категорию нерента-

бельных. Соответственно льгота была использована нецелевым образом.

Добыча нефти ТриЗ эксплуатационных объектов тюменской свиты льготируется понижением ставки НДС через коэффициент $K_A = 0,8$ в течение первых 15 лет с начала разработки. Как видно из рис. 6, льгота ~2000 руб/т позволила снизить себестоимость добычи нефти на ~4000 руб/т и получить дополнительную прибыль ~6000 руб/т, после ее окончания себестоимость начала расти, прибыль предприятия снижаться до границы рентабельности проекта в 2066 г. В данном примере вызывает вопрос очень низкий рентабельный КИН=0,065, необходимо продолжить поиск вариантов и технологий для его увеличения.

На рис. 7 представлена динамика накопленной добычи нефти и стоимостных показателей на 1 т нефти для крупного объекта разработки со степенью выработанности более 80%. Без льготы рентабельный период разработки закончится в 2027 г., ТКИН составит 0,396. Принимая во внимание масштаб объекта разработки, достаточно плавное увеличение себестоимости и выполнение условия СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ НЕФТИ < ЦЕНА НА НЕФТЬ НЕТБЭК, целесообразно представление налоговой льготы. Например, вариант постепенного снижения НДС с шагом 1000 руб., как показано на рис. 8 позволит увеличить рентабельный период работы на 44 года до 2071 г., добыть дополнительную нефть – 13836,9 тыс. т, увеличить конечный КИН до 0,426, получить дополнительный доход государства 70,8 млрд руб.

ВЫВОДЫ

1. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа от 29.12.1995 г. нуждается в обновлении и доработках в части ТриЗ, с добавлением затрат на НИР, НИОКР, патентные разработки, дополнительные программы исследований.
2. Себестоимость добычи 1 тонны нефти без НДС является унифицированным качественным показателем для контроля критической рентабельности разработки любого эксплуатационного объекта, в том числе ТриЗ, и может использоваться для обоснования условий получения налоговых льгот.
3. Целесообразно создание базы данных с факти-

ческими данными себестоимости добычи тонны нефти (по месяцам, кварталам, годам) по эксплуатационным объектам разработки для возможности экспертной оценки, сравнения проектов по льготлируемым категориям и контроля рентабельности (табл. 4).

4. Временное снижение ставки налогов НДС и НДС представляется эффективным инструментом трансформации нерентабельных проектов в рентабельные, что в итоге стимулирует внедрение инновационных технологий ПНП и ИДН, разработку ТриЗ и позволит получить дополнительный доход бюджета и увеличить рентабельный КИН залежей.
5. Рекомендуется внести поправки в Налоговый кодекс в части налогообложения нефтедобычи, исключить целый комплекс географических, геологических, физических, нефтепромысловых критериев и заменить их на финансово-экономические критерии: себестоимость, рентабельность.

ЛИТЕРАТУРА

1. БРЕЗИЦКИЙ С.В., ДЖАФАРОВ И.С., ПАНАХОВ Г.М., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Патент на изобретение RU 2142557 С1. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 99113100/03 от 29.06.1999, опубликовано 10.12.1999.
2. ВИЛЕНСКИЙ П.А., ЛИВШИЦ В.Н., СМОЛЯК С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. М.: Дело, 2015. 1300 с.
3. ГОРБУНОВ А.Т., МОСКВИН В.Д., БРУСЛОВ А.Ю., СТАРКОВСКИЙ А.В., РОГОВА Т.С. и др. Патент на изобретение RU 2023143 С1. Способ обработки призабойной зоны добывающей скважины. Заявка № 5034187/03 от 25.03.1992, опубликовано 15.11.1994.
4. ГУМЕРСКИЙ Х.Х., МАМЕДОВ Ю.Г., ШАХВЕРДИЕВ А.Х. Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.
5. ДАВЫДОВ А. В. О методах увеличения нефтеотдачи и не только о них // Науки о земле. 2019. № 12. С. 124–133.
6. ДАВЫДОВ А.В. Анализ и прогноз разработки не-

ТАБЛИЦА 4.

Пример содержания базы данных

Эксплуатационный объект	Льготируемая категория	Показатель на 1 т нефти	2018	2019	...	2022	2023
Пласт АС7 месторождения Х	ВН (вязкая нефть)	Цена нефти нетбэк	14500	14600		16000	16100
Пласт АС7 месторождения Х	ВН (вязкая нефть)	НДС	15500	15600		17000	17100
Пласт АС7 месторождения Х	ВН (вязкая нефть)	Себестоимость добычи	35500	31600		35000	37100

- фтяных залежей. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. 316 с.
7. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. М. 2019.
 8. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Инновации в разработке месторождений нефти и газа // Вестник Российской академии наук. 2012. Т. 82. № 5. С. 425.
 9. Князева Н.А., Береговой А.Н., Хисаметдинов М.Р., Калинин В.Н., Дроздов А.Н., Горелкина Е.И. Подготовка к внедрению водогазового воздействия на опытно-участке ПАО "Татнефть" // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2022. № S2. С. 19–27.
 10. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М. Л.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1948.
 11. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. 1995.
 12. Минфин РФ считает, что в нефтегазовом секторе уже практически достигнут потолок роста налоговой нагрузки. 29.06.2023 г. Источник: <https://neftegaz.ru/news/gosreg/785161-minfin-rf-schitaet-chto-v-neftegazovom-sektore-uzhe-prakticheski-dostignut-potolok-rosta-nalogovoy-n/>
 13. Михайлов Н.Н. Петрофизическое обеспечение новых технологий доизвлечения остаточной нефти из техногенно измененных залежей // Каротажник. 2011. № 7(205). С. 126–137. EDN LCWFVR.
 14. Михайлов Н.Н., Мелехин С.В. Коэффициент вытеснения нефти водой при переменных значениях капиллярного числа // Нефтяное хозяйство. 2021 № 4. С. 62–66. DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66. EDN NXNUSC.
 15. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. VYGON Consulting. Ноябрь, 2020.
 16. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н. О технико-экономическом обосновании добычи ТРИЗ: как не наступить на старые грабли // Neftegaz.RU. 2020. №2 (98)
 17. Себестоимость добычи нефти в Российской Федерации. РОССТАТ. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/seb_dob_neft_1kv-2024.xlsx
 18. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2022. 288 с.
 19. Тюляева Ю.С., Хайрутдинов А.М., Горелкина Е.И. Классификация георесурсов в парадигме их комплексного освоения // Горная промышленность. 2024. № 6. С. 140–143.
 20. Шахвердиев А.Х. Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44.
 21. Шахвердиев А.Х. Патент на изобретение RU 2149256 С1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Заявка № 99126412/03 от 22.12.1999, опубликовано 20.05.2000.
 22. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Проблемы трансформации углеводородного сырья в нерентабельную категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство, 2022. №4. С. 38–43, DOI:10.24887/0028-2448-2022-4-38-43.
 23. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В. Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов // Геология и недропользование. 2022. № 5 (9). С. 78–87.
 24. Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р. О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39.
 25. Шахвердиев А.Х., Барьюдин В.Л., Малышек Г.В., Свищев Ю.М., Анисимов В.Ф. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55.
 26. Шахвердиев А.Х., Денисов А.В., Мыльников Д.А., Павлов М.А., Шахвердиев Э.А. Стохастическая модель оценки оптимальной системы разработки месторождений в условиях экономического риска // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. С. 39–43.
 27. Шахвердиев А.Х., Максимов М.М., Рыбичкая А.П. Моделирование залежей нефти с позиции системной оптимизации процессов // Нефтяное хозяйство. 2000. № 12. С. 19–23.
 28. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Влияние технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 5. С. 76–80.
 29. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э. Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58.
 30. Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э., Шарифуллин Ф.А. Патент на изобретение RU 2095548 С1. Способ определения технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Заявка № 97104539/03 от 28.03.1997, опубликовано 10.11.1997.
 31. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М. Патент на изобретение RU 2244110 С1. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 2003110568/03 от 13.06.2002, опубликовано 10.01.2005.
 32. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Абба-

А.В. ДЕНИСОВ,
Э.А. ШАХВЕРДИЕВ, Т.Т. МАЖРЕНОВА
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВЕННОГО
И КОЛИЧЕСТВЕННОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО
КРИТЕРИЯ ДЛЯ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

- сов Э.М., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
33. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
 34. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ГАЛЕЕВ Ф.Х., САНАМОВА С.Р. Патент на изобретение RU 2119580 C1. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 97109101/03 от 16.06.1997, опубликовано 27.09.1998.
 35. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Патент на изобретение RU 2122111 C1. Способ гидроразрыва пласта. Заявка № 97109098/03 от 16.06.1997, опубликовано 20.11.1998.
 36. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., КУРБАНОВ Р.А., МАТВЕЕВ К.А. Патент на изобретение RU 2123586. Способ разработки нефтяной залежи. Заявка № 97109102/03 от 16.06.1997, опубликовано 20.12.1998.
 37. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., СУЛЕЙМАНОВ Б.А., АББАСОВ Э.М., ЧУКЧЕЕВ О.А., ГАЛЕЕВ Ф.Х. Патент на изобретение RU 2125154 C1. Способ разработки нефтяной залежи / Заявка № 97109104/03 от 16.06.1997, опубликовано 20.01.1999.
 38. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., РЫБИЦКАЯ Л.П. CO₂ Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
 39. ШПУРОВ И.В., ТУДВАЧЕВ А.В. Обоснование граничного значения проницаемости коллекторов при их дифференциации на классы с высоким и низким фильтрационным потенциалом // Нефтяное хозяйство. 2015. №9. С.2–6.
 40. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements // Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S.- European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006. –C. 1487-1492.
 41. SULEYMANOV B.A., SULEYMANOV A.A. Application of the principles of dynamic analysis in the development of oil and gas fields // Azerbaijan Oil Industry, (2002). №11. P. 6–12.
- REFERENCE
1. BREZITSKY S.V., DZHAFAROV I.S., PANAKHOV G.M., SHAKHVERDIEV A.KH. Patent for invention RU 2142557 C1. Method of developing an oil deposit. Application N 99113100/03 dated 06.29.1999, published 12.10.1999. (In Russian).
 2. VILENSKY P.L., LIVSHITS V.N., SMOLYAK S.A. Evaluation of the effectiveness of investment projects. Moscow: Delo. 2015:1300. (In Russian).
 3. GORBUNOV A.T., MOSKVIN V.D., BRUSLOV A.YU., STARKOVSKY A.V., ROGOVA T.S. ET. AL. Patent for invention RU 2023143 C1. Method for treating the bottomhole zone of a production well. Application N 5034187/03 dated March 25, 1992, published November 15, 1994. (In Russian).
 4. GUMERSKY H.H., MAMEDOV YU.G., SHAKHVERDIEV A.H. Russian oil industry on the threshold of a new century: assessments of the past, present, future. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;7:22–26. (In Russian).
 5. DAVYDOV A.V. On methods of increasing oil recovery and not only about them. *Nauki o zemle*. 2019;12:124–133. (In Russian).
 6. DAVYDOV A.V. Analysis and forecast of oil deposit development. Moscow: JSC VNIOENG, 2008:316. (In Russian).
 7. DROZDOV A.N., DROZDOV N.A. Water-gas stimulation technology for enhancing oil recovery. Moscow. 2019. (In Russian).
 8. ZAKIROV S.N., ZAKIROV E.S., INDRUPSKIY I.M. Innovations in oil and gas field development. *Vestnik Rossiyskoy akademii nauk*. 2012;82;(5):425. (In Russian).
 9. KNYAZEVA N.A., BEREGOVY A.N., KHISAMETDINOV M.R., KALINNIKOV V.N., DROZDOV A.N., GORELKINA E.I. Preparation for implementation of water-gas stimulation at the experimental site of PJSC Tatneft. Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR. 2022;S2:19–27. (In Russian).
 10. KRYLOV A.P., GLOGOVSKY M.M., MIRCHINK M.F., NIKOLAEVSKY N.M., CHARNY I.A. Scientific foundations of oil field development. Moscow, Leningrad: Gosudarstvennoye nauchno-tekhnicheskoye izdatel'stvo neftyanoy i gorno-toplivnoy literatury, 1948. (In Russian).
 11. Methodology for planning, accounting and calculating the cost of oil and gas production. 1995. (In Russian).
 12. The Ministry of Finance of the Russian Federation believes that the ceiling for tax burden growth in the oil and gas sector has almost been reached. 06.29.2023 Source: <https://neftgaz.ru/news/gosreg/785161-minfin-rf-schitaet-chto-v-neftegazovom-sektore-uzhe-prakticheski-dostignut-potolok-rosta-nalogovoy-n/> (In Russian).
 13. MIKHAILOV N.N. Petrophysical support for new technologies for additional extraction of residual oil from technogenically altered deposits. *Karotazhnik*. 2011;7;(205):126–137. EDN LCWFVR. (In Russian).

14. MIKHAILOV N.N., MELEHIN S.V. Oil displacement coefficient by water with variable values of the capillary number. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2021;4:62–66. DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-62-66. EDN NXNUSC. (In Russian).
15. Taxes in oil production: reform 2020. VYGON Consulting, November, 2020. (In Russian).
16. ROZMAN M.S., SMOLYAK S.A., ZAKIROV E.S., INDRUPSKIY I.M., ZAKIROV S.N. On the feasibility study of hard-to-recover reserves production: how not to step on the same rake. *Neftegaz.RU*. 2020;2;(98). (In Russian).
17. Cost of oil production in the Russian Federation. ROSSTAT. https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/seb_dob_neft_1kv_2024.xlsx (In Russian).
18. SULEIMANOV B.A. Theory and practice of enhanced oil recovery. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy. 2022:288. (In Russian).
19. TYULYAEVA YU.S., KHAIRUTDINOV A.M., GORELKINA E.I. Classification of georesources in the paradigm of their integrated development. *Gornaya promyshlennost'*. 2024;6:140–143. (In Russian).
20. SHAKHVERDIEV A.KH. Optimization of the reservoir pressure maintenance system during reservoir flooding. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2001;3:42–44. (In Russian).
21. SHAKHVERDIEV A.KH. Patent for invention RU 2149256 C1. Method for determining the technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Application N 99126412/03 dated 22.12.1999, published 20.05.2000. (In Russian).
22. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Problems of transforming hydrocarbon raw materials into an unprofitable category of hard-to-recover ones. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2022;4:38–43, DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-38-43. (In Russian).
23. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., DAVYDOV A.V. Hard-to-recover reserves of undersaturated oil reservoirs. *Geologiya i nedropol'zovaniye*. 2022;5;(9): 78–87. (In Russian).
24. SHAKHVERDIEV A.KH., AREFIEV S.V., POZDYSHEV A.S., ILYAZOV R.R. On the inclusion of highly watered reserves of undersaturated oil reservoirs in the category of hard-to-recover reserves. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2023;4:34–39. (In Russian).
25. SHAKHVERDIEV A.KH., BARYUDIN V.L., MALYSHEK G.V., SVISHCHEV YU.M., ANISIMOV V.F. A systems approach to regulating hydrodynamic impact on a deposit (for discussion). *Neftyanoye khozyaystvo*. 1990;10:52–55. (In Russian).
26. SHAKHVERDIEV A.KH., DENISOV A.V., MYLNIKOV D.A., PAVLOV M.A., SHAKHVERDIEV E.A. Stochastic model for assessing the optimal field development system under economic risk. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2011;1:39–43. (In Russian).
27. SHAKHVERDIEV A.KH., MAKSIMOV M.M., RYBITSKAYA L.P. Modeling oil deposits from the standpoint of systemic process optimization. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2000;12:19–23. (In Russian).
28. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Influence of technological features of hard-to-recover hydrocarbon reserves production on the oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;5:76–80. (In Russian).
29. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E. Optimization of well grid density and its impact on oil recovery factor. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2007;12:54–58. (In Russian).
30. SHAKHVERDIEV A.KH., MANDRIK I.E., SHARIFULLIN F.A. Patent for invention RU 2095548 C1. Method for determining technological efficiency of methods for enhancing oil recovery. Application N 97104539/03 dated 28.03.1997, published 10.11.1997. (In Russian).
31. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M. Patent for invention RU 2244110 C1. Method for developing oil deposits. Application N 2003110568/03 dated 13.06.2002, published 10.01.2005. (In Russian).
32. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Highly efficient technology for enhancing oil recovery and intensifying oil production based on in-situ CO₂ generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95. (In Russian).
33. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., HUIMIN ZENG, YIGANG LIU, SHUNYAO LUO. Innovative technology for extracting residual hydrocarbon reserves using in-situ carbon dioxide generation. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2010;6:44–47. (In Russian).
34. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., GALEEV F.KH., SANAMOVA S.R. Patent for invention RU 2119580 C1. Method for developing an oil deposit. Application N 97109101/03 dated June 16, 1997, published September 27, 1998. (In Russian).
35. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Patent for invention RU 2122111 C1. Hydraulic fracturing method. Application N 97109098/03 dated 06.16.1997, published 11.20.1998. (In Russian).
36. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., KURBANOV R.A., MATVEEV K.L. Patent for invention RU 2123586. Method for developing an oil deposit. Application N 97109102/03 dated 06.16.1997, published 12.20.1998. (In Russian).
37. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., SULEYMANOV B.A., ABBASOV E.M., CHUKCHEEV O.A., GALEEV F.KH. Patent for invention RU 2125154 C1. Method of oil deposit development. Application N 97109104/03 dated 16.06.1997, published 20.01.1999. (In Russian).
38. SHAKHVERDIEV A.KH., RYBITSKAYA L.P. CO₂ As-

- essment of technological efficiency when influencing hydrocarbon deposits. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2003;4:65–68. (In Russian).
39. SHPUROV I.V., TUDVACHEV A.V. Justification of the boundary value of reservoir permeability when differentiating them into classes with high and low filtration potential. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2015;9:2–6. (In Russian).
40. BAKHTIYAROV S.I., PANAKHOV G.M., ABASOV E.M., SHAKHVERDIYEV A.KH. Oil recovery by in-situ gas generation: volume and pressure measurements. Proceedings of ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting 2006, FEDSM2006. 2006 ASME Joint U.S. European Fluids Engineering Division Summer Meeting, FEDSM2006. Miami, FL, 2006:1487–1492.
41. SULEYMANOV B.A., SULEYMANOV A.A. Application of the principles of dynamic analysis in the development of oil and gas fields. *Azerbaijan Oil Industry*. 2002;11:6–12.

Денисов Алексей Владимирович,
преподаватель кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

Шахвердиев Эльдар Азизагаевич,
к.э.н., с.н.с. Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе

Мажренова Томила Темировна,
ассистент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, магистр первого года обучения базовой кафедры исследования нефтегазовых пластовых систем РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

✉ 117997, г.Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, st. Miklouho-Maklaya, 23,
e-mail: mazhrenovatt@mgri.ru

УДК 662.276.65

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-74-84

Научная статья

EDN: KYONWP

ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ УЗБЕКИСТАНА

А.С. УШАКОВА^{1,2},
М.В. ЧЕРТЕНКОВ³

¹ РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МГРИ),
МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

² ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА (ИПНГ)
РАН, МОСКВА, РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

³ LLC SANEG, г. Ташкент, Республика
Узбекистан

В работе описана подготовка проекта теплового воздействия (закачка пара и внутрипластовое горение) для месторождения сверхвысоковязкой нефти и битума Янги Узбекистан (вязкость более 100000 сП в поверхностных условиях). Показаны результаты экспериментов с нефтью месторождения Янги Узбекистан, фильтрационные эксперименты по закачке пара, растворителя и воздуха (труба горения) в дезинтегрированную ядровую модель месторождения. По результатам экспериментов были реализованы пилотные испытания сначала закачки пара в течение года, которая оказалась неэффективной, потом закачки воздуха. Закачка воздуха после самопроизвольного воспламенения в нескольких нагнетательных скважинах была распространена на весь опытный участок месторождения. Проект в настоящий момент находится в активной фазе, хотя эффективность воздействия внутрипластового горения на битумы спорная, а реализация проекта показала несколько неожиданных эффектов, не обнаруженных ранее для горения битумов. Например, при начальном нулевом газовом факторе добыча газа (преимущественно метана и азота) в настоящий момент растет.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: битум, высоковязкая нефть, внутрипластовое горение, циклическая закачка пара, закачка пара с растворителем, труба горения

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение нефтеотдачи пластов производится с применением различных методов: с закачкой газа

Original article

CYCLIC STEAM INJECTION AND IN-SITU COMBUSTION AS METHODS OF EXTRA-VISCOUS OIL EXTRACTION IN UZBEKISTAN

A.S. USHAKOVA^{1,2}, M.V. CHERTENKOV³

¹ RUSSIAN STATE GEOLOGICAL
EXPLORATION UNIVERSITY NAMED AFTER
S. ORDZHONIKIDZE (MGRI), MOSCOW,
RUSSIAN FEDERATION

² INSTITUTE OF OIL AND GAS PROBLEMS
(IPNG) OF THE RUSSIAN ACADEMY OF
SCIENCES, MOSCOW, RUSSIAN FEDERATION

³ LLC SANEG, TASHKENT, REP. UZBEKISTAN

The paper describes the preparation of a thermal impact project (steam injection and in-situ combustion) for the Yangi Uzbekistan ultra-high-viscosity oil and bitumen field (viscosity over 100,000 cP under surface conditions). The results of experiments with oil from the Yangi Uzbekistan field, filtration experiments on steam, solvent and air injection (combustion pipe) into a disintegrated core model of the field are shown. Based on the results of the experiments, pilot tests were first implemented of steam injection for a year, which turned out to be ineffective, then air injection. Air injection after spontaneous ignition in several injection wells was extended to the entire experimental section of the field. The project is currently in the active phase, although the effectiveness of in-situ combustion on bitumen is controversial, and the implementation of the project showed several unexpected effects not previously discovered for bitumen combustion. For example, with an initial zero gas factor, gas production (mainly methane and nitrogen) is currently growing.

KEYWORDS: bitumen, high-viscosity oil, in-situ combustion, cyclic steam injection, steam injection with solvent, combustion tube

рону содержания более легких компонентов и сделать ее более подвижной. Среди методов нефтеотдачи поддержание пластового давления с помощью закачки воздуха, как наиболее распространенного и доступного агента воздействия, является весьма привлекательным. Но эта технология сопряжена с определенными рисками:

- при закачке воздуха происходит окисление нефти, которое сложно контролируется и может, в зависимости от параметров закачки воздуха, свойств нефти и термобарических условий пласта, приводить либо к воспламенению нефти с выделением тепла, либо к низкотемпературному окислению с деградацией нефти, образованию тяжелых углеводородов и переходу легких углеводородов в газовую фазу.

- закачке воздуха сопутствуют высокие газовые факторы с высоким содержанием азота, а иногда и кислорода, в выходящих газах. Все эти процессы также трудно поддаются контролю и до сих пор до конца не изучены.

Закачка пара в различных конфигурациях показала более стабильный положительный эффект, чем внутрипластовое горение (ВППГ), хотя ее реализация требует больших затрат, подготовки воды, и не применима в пустынных местах в связи с отсутствием воды.

Наглядными примерами применения тепловых методов для высоковязкой нефти и битумов служат канадские месторождения. Метод внутрипластового горения (ВППГ) начал применяться в Канаде (район Атабаски) компаниями Amoco, BP, Mobil Oil Canada и другими. Около 30 проектов было запущено с начала 60-ых годов XX века. Одной из причин рассмотрения метода ВППГ для битумов была его большая экологичность по сравнению с открытым способом разработки [19].

Практически все проекты разработки битумов представляли собой периодическую закачку воздуха и воды (влажное горение) для достижения температуры 430°C, при которой битумы становятся подвижными [9]. Считалось, что при вязкости около 1000 сП необходима закачка пара до инициирования горения для создания раздренированных зон, улучшения приемистости нагнетательных скважин, создания каналов фильтрации между скважинами.

При организации ВППГ на месторождении Голден Лейк (Golden Lake) была опробована закачка воздуха на обращенном семиточечном элементе для достижения оптимального темпа закачки, обоснованного экспериментально на трубе горения. Проект оказался неэффективным из-за слишком большого темпа закачки и ранних прорывов воздуха к добывающей скважине [23].

В работе Galas С.М. и др. [14] описано чередование закачки воздуха и пара на месторождении битума Вулф Лейк (Wolf Lake) с вязкостью 100 тыс. сП. Задачей данного проекта была генерация как можно боль-

шого количества пара в пласте путем создания фронта горения и затем тушения его водой. Динамика добычи нефти показала кратное увеличение дебитов, соответствующее переходу от закачки воздуха к пару. Дебиты уменьшались до первоначальной величины за 70–90 дней от закачки воздуха до следующей закачки пара.

На месторождении битумов Атабаски Конкин (Conkin) с вязкостью 1 млн сП. была испытана технология закачки воздуха с добычей из горизонтальных скважин (Toe-to-Heel) – TNAI process [15, 16]. Иницирование горения было проведено путем закачки пара в верхнюю зону пласта, движение нефти за счет нагрева и разложения битума предполагалось сверху вниз за счет гравитационных сил. Фронт горения проходил над горизонтальной скважиной от «носки» (удаленная часть) до «пятки» (ближайшая часть к устью). Нефть вытеснялась вниз продуктами горения, которые заполняли кровлю пласта. Фронт горения при этом изолировался от добывающей скважины образовавшимся коксом, поэтому процесс должен был происходить без прорывов кислорода [10]. Экспериментальное исследование и моделирование процесса показали, что температуры 500°C достаточно для инициирования горения, ожидаемая максимальная температура на пике горения выше 600°C, на забое до 300°C, газовый фактор порядка 1000 м³/тонну [15]. В настоящий момент применение технологии TNAI резко сократилось из-за малого горизонтального охвата пласта воздействием и сложности реализации технологии горения без прорывов кислорода [20].

Закачку воздуха на месторождениях битумов особенно активно внедряли с середины 80-ых годов (Wolf Lake, Cold Lake, Fort Mc Murray, Wabasca, Peace River, Pelican River и других месторождениях Альберты). В 90-ые годы число проектов разработки битумов с закачкой воздуха резко снизилось до трех действующих проектов, что было вызвано снижением цены на нефть и объективными трудностями метода [24]. Основной проблемой при закачке воздуха в битуминозные пласты были ранние прорывы воздуха к добывающим скважинам, вызванные большой разницей в подвижностях воздуха и битума. Неоднородность фронта горения и гравитационные эффекты приводили к тому, что нижние зоны пласта оказывались неохваченными воздействием [25]. Движение фронта горения было непредсказуемым и не охватывало всего нефтенасыщенного интервала, происходило неконтролируемое повышение температуры добывающих скважин и выход их из строя за счет прорыва фронта горения. В процессе эксплуатации наблюдалась коррозия внутрискважинного оборудования, вынос механических примесей, образование стойких эмульсий, необходимость утилизации которых резко ухудшала «экологичность» проектов ВППГ. В итоге закачка пара оказалась более эффективным методом внутрипластового превращения битумов.

Закачка пара была вначале предложена как метод площадного воздействия. Для многих канадских месторождений закачка пара так же, как и горение, показала низкий охват пласта воздействием и большие непродуктивные потери пара [22]. На многих канадских месторождениях (Wolf Lake, Cold Lake, Wabasca, Pelican River) от внутрипластового горения и площадной закачки пара перешли к паротепловым обработкам скважин [13], закачке пара в горизонтальные скважины [2], чередованию пара с растворителями [17]. На месторождении Cold Lake, продуктивные пласты которого сложены несцементированным песчаником с эффективной нефтенасыщенной толщиной от 25 до 45 м, средняя пористость – 35%, проницаемость 1,5 мкм², (глубина залегания – 427–451 м, пластовая температура и давление равны 13°С и 3,1 МПа соответственно, вязкость нефти 65–100 тыс. сП, площадная закачка пара, как и внутрипластовое горение показали свою неэффективность. Локальные паротепловые обработки, начиная с 70-ых годов, были успешны и распространены на все месторождения к 1984 г. К этому моменту паротепловыми обработками были охвачены 112 скважин с плотностью сетки 1,6 га/скв, пиковой добычей нефти 2600 м³ в сут. и нефтепаровым отношением 0,38 м³/тонн пара. Суммарная нефтеотдача достигла 20%, и проект оказался рентабельным [11, 21]. Из сложностей проекта можно назвать высокие давления закачки пара (более чем на 12% превышающие давление гидроразрыва), авто-гидроразрыв пласта и прорыв пара по трещинам [21]; сложность отделения воды в продукции скважин, сложности с рециркуляцией воды и ее очисткой

Закачка пара и внутрипластовое горение были применены в разное время на месторождениях высоковязкой нефти в России и странах бывшего СССР: на месторождениях Республики Коми (Усинское, Ярегское), Сахалина (Оха, Катангли), Краснодарского края (Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское, Ахтырско-Бутундырское, Павлова Гора), Удмуртии (Гремихинское, Мишкинское), Татарстана (Мордово-Кармальское, Ашальчинское, Нурлатское), Казахстана (Кенкияк, Каражанбас), Украины (Сходница, Гнедицы, Бориславское). На некоторых из них последовательно были применены и закачка пара и закачка воздуха – это Усинское месторождение, Павлова гора, Мордово-Кармальское, Каражанбас и Сходница. Для разработки битумов эти проекты (кроме Усинского) не показательны, так как это вязкие нефти не более 1000 сП.

Для месторождений битумов эффективность теплового воздействия во многом определяется подвижностью флюидов до и после теплового воздействия, снижением плотности и вязкости, сопутствующими химическими реакциями и изменением состава битума, наличием каналов фильтрации, составом добываемой продукции. При этом говорить однозначно об

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

эффективности пара по сравнению с закачкой воздуха невозможно. Зато по некоторым проектам можно судить о синергетическом эффекте от чередования закачки воздуха, пара и тепловых обработок [11, 13, 14].

Поэтому при проектировании теплового воздействия на Янги Узбекистан программа экспериментов включала: исследование состава битумов, изменение вязкости и состава от температуры, пиролиз, кинетику окисления битумов кислородом воздуха и исследования на трубе горения (для метода внутрипластового горения), воздействие пара в сочетании с растворителями и фильтрационные эксперименты (для паротеплового воздействия).

КРАТКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯНГИ УЗБЕКИСТАН

Месторождение Янги Узбекистан расположено в непосредственной близости от города Навои республики Узбекистан. Породы коллектора представлены несцементированным песчаником (частично сцементированным битумом) (рис. 1).

Впервые залежи битума на глубине от 50 до 500 м были обнаружены поисковой партией урана при исследовании геологического строения Зиятдинских гор в 1959 г. [1]. Тогда битуминозные проявления (не относящиеся к извлекаемым запасам) были обнаружены в разрезе сеноманского горизонта, толщина которого составляет от 25 до 140 м, местами горизонт выходит на поверхность, в районе месторождения Янги Узбекистан его глубина составляет в среднем 350 м.

Глубина битуминозных пластов уменьшается на юг, с 450 м в сторону от Зарафшанских гор, и местами выходит на поверхность. Битуминозные нефтенасыщенные толщины 3 пачки по 20 м, разделенные глинистыми флюидоупорами, показаны на рисунке 2. Проявления битумов, растворимых в хлороформе, пропитывают и цементируют гравелиты, обволакивают зерна кварца, заполняют каверны. Толщины битуминозных слоев достигают 5–10 м. Пластовая температура составляет 41°С, давление – 30 атм. Водонефтяной контакт горизонтальный, зональный.

В составе пластов наблюдаются преимущественно гравелиты, песчаники и алевролиты, прослои глин, кристаллы пирита (табл. 1), ниже расположен водонасыщенный пропласток. В районе выделяются пластовые и трещинные воды, относящиеся к хлоридно-сульфатно-натриевому типу со значительным содержанием магния и кальция, Ph=7,5, сухой остаток 2,4–7 г/л, т.е. воды соленые, высокоминерализованные.

Содержание битума по экстракции размолотых кернов показано в таблице 2.

После экстракции и отгонки растворителя был получен компонентный, групповой и элементный состав битумов (табл. 3, рис. 3), также зависимость вязкости



РИС. 1.

Фото характерного нефтенасыщенного керна месторождения Янги Узбекистан (с глубины 450 м)

ТАБЛИЦА 1.

Содержание минералов в образцах кернов (%)

Минерал	Содержание % масс.			
	1об	2об	3об	4об
Кварц	27	55	59	62
Микроклин	20	23	21	5
Альбит	18	10	—	2
Доломит	16	2	8	—
Кальцит	1	2	3	—
Барит	—	—	—	2
Пирит	1	—	—	1
Каолинит	4	2	2	7
Слюда	4	6	2	21
Клинохлор	9	5	—	—

ТАБЛИЦА 2.

Содержание органического вещества в размолотых образцах

Содержание органического вещества в размолотых образцах, %			
1об	2об	3об	4об
0,94	0,65	2,76	3,98

ственном режиме дебит скважин равен нулю, газовый фактор также отсутствует. Поверхностная добыча битумов ведется карьерным способом в Узбекистане там, где битуминозные пласты выходят на поверхность. Поэтому единственным способом добычи может быть применение тепловых методов, таких как закачка пара либо воздуха.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАКАЧКИ ПАРА И ВОЗДУХА

Эксперименты по закачке пара и воздуха были проведены в Казанском федеральном университете, на фильтрационной установке и трубе горения. Для экспериментов использовались образцы кернов цельные и дезинтегрированные. Выпиленные цилиндрические керны внутри фильтрационной установки дополнительно уплотнялись дезинтегрированным керном. В обоих случаях поддерживались пластовые температура и давление.

Закачка пара велась при температуре 200°C и максимальной депрессии 140 атм. Добычи битума практически не наблюдалась, кроме нефтяной пленки, выходящей вместе с водой. В процессе закачки существенно падала проницаемость, предполагалось, что происходит набухание глин, хотя глинистая составляющая в керне очень небольшая и более вероятно, что происходила блокировка каналов эмульсиями нефти в воде (рис. 5). Для повышения эффек-

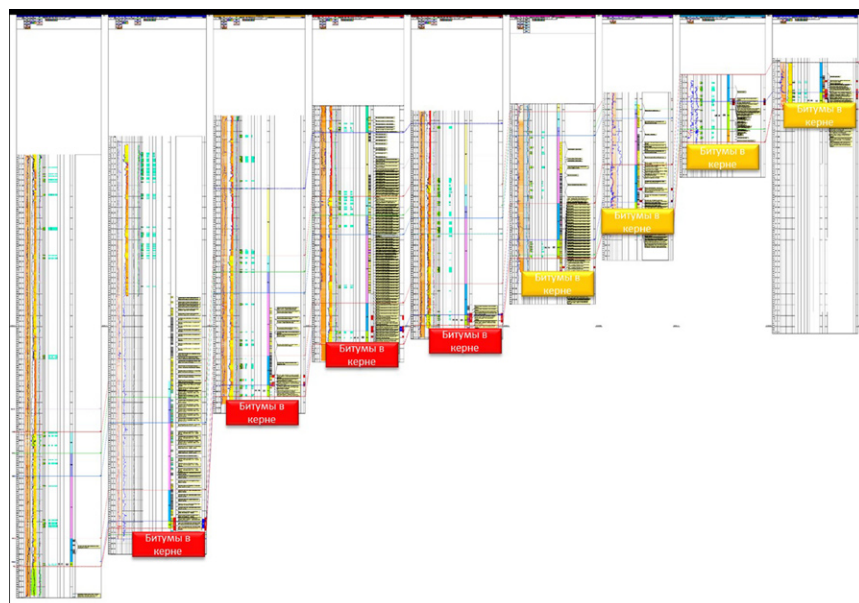


РИС. 2.

Погружение регионального сеноманского (частично альбского) разреза в сторону от Зарафшанских гор с проявлением нефтенасыщенного (красный) и не нефтенасыщенного (желтый) битумов

от температуры (рис. 4). Нефть Янги Узбекистан является характерным представителем высокосернистой сверхвязкой нефти.

Достаточно сложно было определить пористость пород из-за того, что большинство из них были сцементированы неподвижным в поверхностных условиях битумом. Пористость составляет от 7 до 28% по кернам после экстракции. Оценочная проницаемость составляет 1,5–2 Дарси.

Извлечение битуминозной нефти с глубины 350–450 м оказалось сложной задачей. Так как на есте-

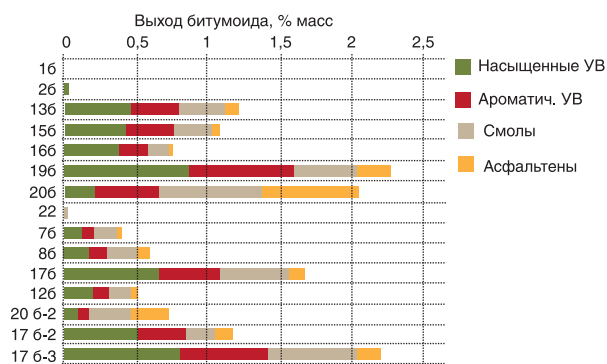


РИС. 3.

Выход битумоидов из образцов кернов Янги Узбекистан и их компонентный состав

ТАБЛИЦА 3.

Показатели качества обезвоженной нефти с отогнанным растворителем

№	Наименование показателя	Значение
1	Плотность при 20°C, кг/м³	1051,1
2	Плотность при 50°C, кг/м³	1047,3
3	Вязкость при 50°C, сПз (оценочно) Содержание общей серы, % масс.	6117 7,11
4	Температура вспышки, °C	58
5	Температура застывания	35
6	Содержание воды, % масс.	0,01
7	Коксуемость по Конрадсону, % масс.	18,2
8	Фракционный состав, % об. – температура начала кипения, °C – 5% выкипает при температуре, °C – 10% выкипает при температуре, °C – температура конца кипения, °C – выход, % об.	118 159 256 327 17
9	Содержание механических примесей, % масс	0,41
10	Содержание металлов, % масс. Содержание металлов, ppm – ванадий (V) – никель (Ni) – железо (Fe) – кальций (Ca) – марганец (Mn) – медь (Cu) – цинк (Zn) – алюминий (Al) – натрий (Na) – кремний (Si) – титан (Ti)	0,029 0,003 0,022 0,179 0,004 0,001 0,001 0,016 0,004 0,018 0,002
11	Элементный состав, % масс C H N S O	80,93 10,78 0,38 7,11 0,8
12	Групповой химический анализ остатка 327 °C +, % масс: – Парафино-нафтендовые у/в – Сумма ароматических у/в – Сумма смол – Асфальтены	16,2 59,9 18,6 5,3

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

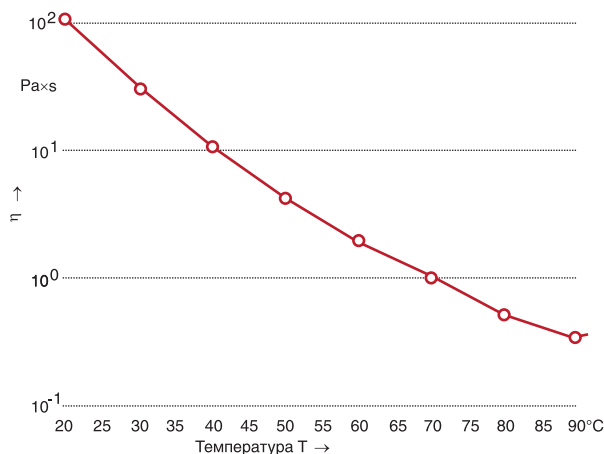


РИС. 4.

Зависимость вязкости нефти (извлеченной из керна экстракцией толуола после отгонки растворителя) от температуры

тивности воздействия закачка пара производилась циклами, далее температура была увеличена до 250°C, кроме того, было предложено попеременно качать пар и растворитель (толуол) циклами по 50 мл (рис. 6).

Эксперименты с чередующейся закачкой пара и толуола (рис. 6) позволили увеличить количество нефти в добываемой продукции и снизить депрессию (повысить проницаемость модели по пару). Тем не менее, уже на стадии экспериментов было показано, что пар не позволяет сделать достаточно подвижной битуминозную нефть для эффективного ее извлечения. Коэффициент извлечения нефти достиг 31% при закачке пара 200°C, потом еще 9% при закачке пара 250°C и дополнительно 38% при периодической закачке толуола.

Для закачки воздуха также использовались керны месторождения Янги Узбекистан с уплотнением их размолотой породой. Труба горения, на которой были проведены эксперименты, также находится в Казанском федеральном университете, длина модели – 1м, предел температуры и давления – 1500°C и 10 МПа соответственно.

Инициирование горения было проведено путем электрического нагрева первой секции трубы до 200°C, далее процесс шел самопроизвольно, показал высокую скорость и эффективность. Температура зоны горения достигалась поочередно и равномерно, что говорит о равномерном продвижении фронта горения. Максимальное значение температуры фронта – 700°C, перепад давления в модели – 5,2 МПа (рис. 7). В выходящих газах доля углекислого газа составила 15–20% об., угарного газа – от 10 % об. в начале процесса горения и до 2–3% после установления постоянной температуры фронта. Также процесс горения позволил достичь эффективности вытеснения 80%, проницаемость модели увеличилась в 4 раза.

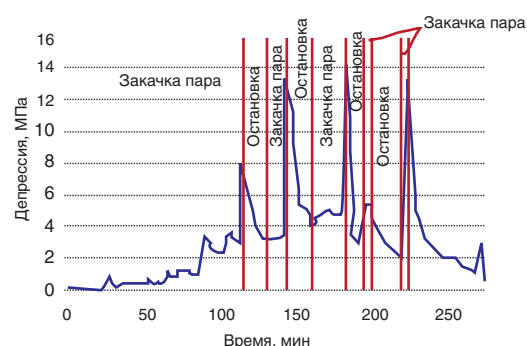
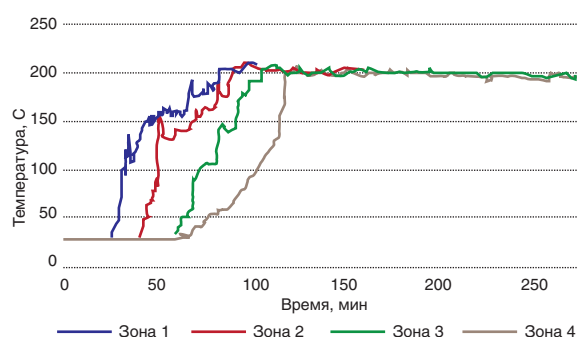


РИС. 5.

Температура и давление в ходе циклической закачки пара в кернавую модель

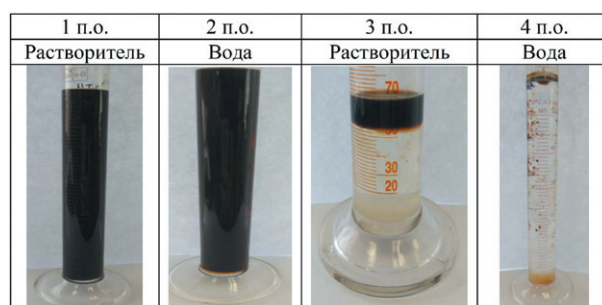
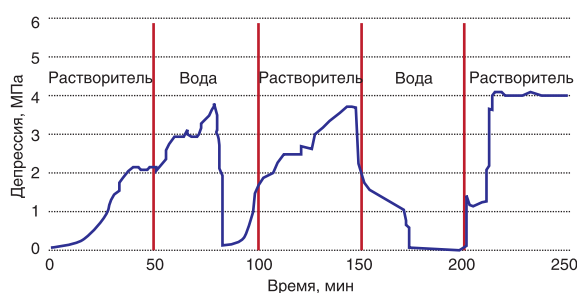


РИС. 6.

Давление и вид извлекаемой воды с нефтью в ходе циклической закачки пара и растворителя в кернавую модель

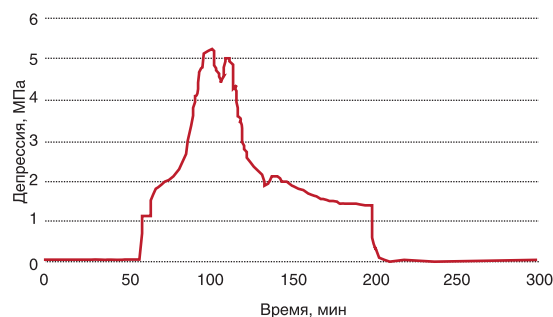
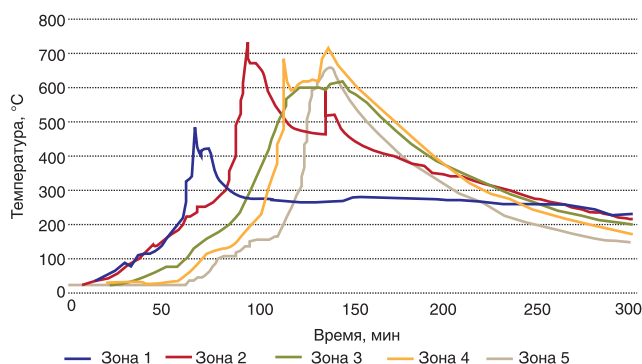


РИС. 7.

Движение фронта горения: температурные профили и перепад давления от времени

ПРОМЫСЛОВЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ ПО ЗАКАЧКЕ ПАРА И ВОЗДУХА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯНГИ УЗБЕКИСТАН

Закачка пара была проведена в 2023 г. на двух ку-стах скважин месторождения. Для этого использова-лось две парогенераторные установки компаний BYIS и O'NEILL. Парогенераторные установки работали на метане, закачка газов горения также велась в пласт вместе с паром. Участки были оборудованы: установ-

кой водоподготовки ХВО; газопроводом 168 мм дли-ной 1,2 км; емкостями для воды V-30 м³ (4 ед.); была протянута ЛЭП от цементного завода 10,7 км; произ-ведена обвязка устья 9-ти скважин. Опытный участок закачки пара, в момент разбуривания его легкими са-моходными буровыми станками, и парогенераторная установка показаны на рисунке 8.

Первые циклы закачки пара с продуктами горения проводились на режиме циркуляции при температуре

175°C с целью прогрева призабойной зоны скважин. Далее проводились циклы закачки пара, выдержки и отбора нефти в режиме huff-and-puff, технология, описанная в работе Lebel J.P., Moriyama R.T. [21].

Закачка пара продолжалась в течение 6 месяцев, наиболее оптимальные циклы закачки и отбора были установлены к маю 2024 г. (по две недели закачка и отбор и неделя выдержки). Приемистость по пару была стабильной, 5 МПа, возможно пар частично уходил в нижний водоносный горизонт. Пар показал очень низкую эффективность. Так после сепарации было получено всего 9,5 т товарной нефти (параметры закачки пара показаны в табл. 4).

Так, как экспериментальные исследования показали, что растворитель может существенно (почти в два раза) увеличить добычу нефти при закачке пара, был подобран растворитель для совместной закачки с паром. С целью подбора растворителя в период с 14.09.2022 г. по 15.09.2022 в промысловой лаборатории ОПУ «Янги Узбекистан» было проведено тестирование депрессорной присадки комплексного действия «Сонпар-5601 марка А», предназначенной для снижения температуры застывания нефти. Для тестирования пробы битума и доведения его до жидкого состояния перед дозированием реагента битум нагревали до 80°C, после чего оставляли для остывания и определения подвижности. Наиболее эффективная дозировка реагента составила 5000 г/тонну битума,

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

при этом проба остается в жидком состоянии и сохраняет текучесть. Данная присадка «СОНПАР 5601» была протестирована после закачки пара в скважину № 36/42 в количестве 1 тонны с продавкой в пласт горячей водой и с последующим возобновлением закачки пара. Эффективность ее не была подтверждена, добыча нефти не увеличилась, из чего был сделан вывод, что присадка, смешивающаяся в лабораторных условиях, не смогла перемешаться с битумом и эффективно на него воздействовать в пористой среде.

Параллельно с двумя опытными участками закачки пара велись работы по организации закачки воздуха для инициирования внутрипластового горения на 36-ом кусте скважин. Технически закачка воздуха в пласт была организована с использованием имеющихся в наличии китайских компрессоров ADEKOM, развивающих максимальное рабочее давление 5,0 МПа и обеспечивающих подачу 36 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Отсутствие возможности регулирования подачи компрессора обусловило организацию с выделением этапов при обустройстве опытного участка. Поскольку приемистость скважин по воздуху при давлении нагнетания 5,0 МПа колебалась от 2,5 до 3,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, до полного обустройства на опытном участке воздухопроводов высокого давления к 9 нагнетательным скважинам избыточное количество воздуха приходилось сбрасывать на свечу рассеивания, поэтому общее количество закаченного в пласт воздуха учитывалось приблизительно.



РИС. 8.

Фотографии разбуривания опытного участка месторождения Янги Узбекистан с помощью легких самоходных станков и парогенераторная установка

ТАБЛИЦА 4.

Сводная информация о закачке пара на месторождении Янги Узбекистан

Параметры закачки пара	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Итого 2024
Рср [атм]	52,2	62,1	55,6	58,1	51,8	43,1	46,0	52,7
Тср [°C]	260,6	271,5	269,0	266,1	259,0	248,7	254,8	261,4
Qп [тонн]	2141,5	2775,5	3729,8	3403,3	3082,6	2902,4	581,1	18616,2
Добыча Qж [м³]	214,2	285,4	726,5	643,9	424,9	272,8	52,6	2620,4
Добыча [тонн]	1,1	1,5	5,1	0,9	0,6	0,3	0,0	9,5

Закачка воздуха в продуктивный пласт месторождения Янги Узбекистан была начата в первых числах октября 2023 г. В качестве реагирующих были определены все добывающие скважины куста 36 (рис. 9). По ним регулярно проводились замеры содержания дымовых газов с целью определения момента образования очага горения в пласте.

Через 180 дней без каких-либо мероприятий по инициированию горения был зафиксирован рост температуры с 44°C до 129°C (скв. 36/53), до 91°C (скв. 36/27) и до 51°C (скв.), т. обр. одновременно начали развиваться 3 очага внутрипластового горения. К этому моменту давление равнялось 48,8 атм, расход – 680 м³/ч. Накопленная закачка (примерно) 3011 тыс. нм³.

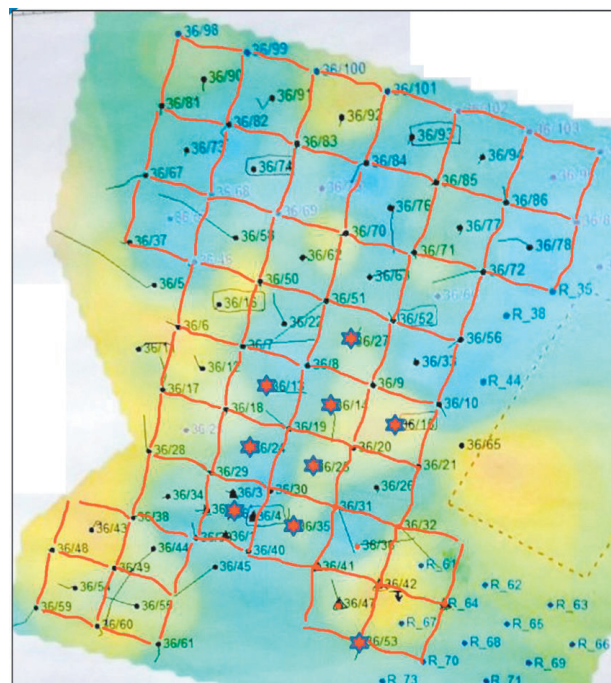


РИС. 9.

Опытный участок 36. Звездочками показаны нагнетательные скважины под закачку воздуха

ТАБЛИЦА 5.

Состав добываемого газа на 10.06.2024 на участке ВПГ

Скважина	Метан [мол%]	CO ₂ [мол%]	Кислород [мол%]	Азот [мол%]
36/64	33,79	5,5	1,68	60,7
36/42	38,38	3,51	7,8	58,1
36/32	42,06	2,04	15,6	55,9
36/47	47,02	0,18	20,8	52,8

Такая продолжительность периода индукции (скрытого периода окисления нефти без проявления каких-либо признаков горения) характерна для цепных реакций начального периода [3]. Методика определения периода индукции для окисления нефти в нефтяном пласте подробно описана в работах [3–5], и ее применимость для тяжелой и легкой нефти в работах [6, 26]. В случае применения данной методики к параметрам месторождения Янги Узбекистан период индукции насчитывает около 200 дней и соответствует полученному в промысловых условиях времени воспламенения.

После начала процесса горения был зафиксирован в добывающих скважинах углекислый газ, позже в составе добываемого газа возросла концентрация метана. Таким образом, выход газообразных углеводородов за счет окисления битума, а также за счет появления газов горения в смеси с азотом и CO₂ позволил части углеводородов переходить в газовую фазу [12], что в дальнейшем может привести к улучшению свойств битумов и добычи жидких фракций [21–23]. На сегодняшний момент жидких углеводородов в добывающих скважинах участка внутрипластового горения не зафиксировано.

ВЫВОДЫ

На сегодняшний день на месторождении Янги Узбекистан не определена технология рентабельного извлечения битуминозной нефти, так как и закачка пара, и внутрипластовое горение не сделали данную нефть подвижной. До сих пор ведутся исследования, направленные на рентабельную скважинную добычу битумов. В данном случае результаты закачки воздуха показывают, что есть возможность получать газообразные углеводороды, как результат газового воздействия, совместно с горением битума (как результат выделения CO₂ и его воздействие на тяжелые углеводороды). Поиск технологии разработки битумов вязкостью более 10000 сП, как и рентабельной разработки сланцев до сих пор остается вызовом для мировой и отечественной науки.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы благодарят Казанский федеральный университет, лабораторию внутрипластового горения, промышленную лабораторию ОПУ «Янги Узбекистан» за проведенные лабораторные исследования и АО «Опытный завод Нефтехим» за предоставленные депрессорные присадки.

Данная статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН, тема 125020501405-1 «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений».

ЛИТЕРАТУРА

1. ГЛУШКОВСКАЯ Д.И., КРЫЛОВ О.Г., ГАЗИЕВ А.И. Отчет Зиатдинской поисковой партии Краснохолмской экспедиции 1959 года. Книга 1. Геологическое строение района. Министерство Геологии и Охраны недр СССР. Краснохолмская экспедиция г. Ташкент. 1959. 83 с.
2. ТАБАКОВ В.П., МАЛОФЕЕВ Г.Е., ГУРОВ Е.И. Термощахтная разработка нефтяных и битумных месторождений. М.: ОАО "ВНИИнефть". 2010. 406 с.
3. УШАКОВА А.С. Исследование окисления нефти на породе по результатам кинетических экспериментов для проектов закачки воздуха // Вестник кибернетики. 2015. № 4 (20). С. 105–111.
4. УШАКОВА А.С. Описание воспламенения и низкотемпературного окисления нефти в пласте в рамках радикально-цепного механизма // Нефтепромысловое дело. 2023. № 6;(654). С. 50–58.
5. УШАКОВА А.С., ЗАЦЕПИН В.В. Модель реакций окисления нефти с учетом радикально-цепного механизма // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 12. С. 50–53.
6. УШАКОВА А.С., МИХАЙЛОВ Н.Н., ГИЛЬМАНОВА Р.Х. Термогеохимические критерии применимости закачки воздуха в пласт для разработки нефтяных месторождений // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2023. №3(135), С. 58–68.
7. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., АББАСОВ Г.М., ОМРАНИ А. Газодинамическая десорбция газа в условиях внутривластовой генерации диоксида углерода // Вестник РАЕН. 2010. Т. 10. № 1. С. 25–28.
8. ШАХВЕРДИЕВ А.Х., ПАНАХОВ Г.М., АББАСОВ Э.М., JIANG R., ВАКНТИЯРОВ S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутривластовой генерации CO₂ // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С. 90–95.
9. ADEGBERSAN O.K. Kinetic Study of Low Temperature Oxidation of Athabasca Bitumen: Ph.D. Thesis University of Calgary. Alberta. 1982. 244 p.
10. AYASSE C., BLOOMER C., LYNGBERG E., BODDY W., DONNELLY J., GRAVES M. First field pilot of the THAI process. Canadian International Petroleum Conference, June 7–9, 2005. Calgary, Alberta, 2005. PETSOC-2005-142.
11. BUCKLES R.S. Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta SPE 7994, Presented at the California Regional Meeting of SPE, Ventura, CA. April 1979. 23 p.
12. EVSEEVA M.Y., BRUSILOVSKY A.I., SHAYMARDANOV M.M., USHAKOVA A.S., VOLOKITIN Y.E. The analytical basis for acceptability appraisal of the high pressure air injection for West Siberian oil fields Society of Petroleum Engineers –SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012. С. 2435–2472.
13. FAROUQ ALI S.M. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method // J. of Can. Petrol. Technol. 1974. V. 13. № 1. P. 54–68.
14. GALAS C.M., EJIUGU G.C., DONNELLY J.K. Fluid and heat movement during in-situ combustion in a channeled reservoir // J. of Can. Petrol. Technol. 1991. Vol. 30. №03. P. 41–48.
15. GRAVES M., OSINDERO A., RATHBONE R.R. Influence of Reservoir Rock and Fluids on Crude Oil Oxidation Using ARC // Chemical Engineering Research and Design. 2000. Vol. 78. №5. P. 715–720.
16. GRAVES M., AL-SHAMALI O. In situ combustion process using horizontal wells // J. of Can. Petrol. Technol. 1996. Vol. 35. №4. P. 49–55.
17. GUNTIS M. CO₂ miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes // Oil and Gas Journal. 2010. April 19. P. 36–40.
18. GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery // Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France, 2000. С. 499–504.
19. JENKINS G.R., KIRKPATRICK J.W. Twenty years' operation of an in-situ combustion project // J. of Can. Petrol. Technol. 1979. Vol. 18. №1. P. 60–66.
20. JINZHONG L., WENLOMG G., YONGBIN W., BOJUN W., JIHONG H. Combustion Front Expanding Characteristic and Risk Analysis of THAI Process. International Petroleum Technology Conference, March 26–28, 2013. Beijing, China, 2013. IPTC-16426-MS.
21. LEBEL J.P., MORIYAMA R.T. History Match a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake SPE 37549, SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California. 10–12 February 1997. 19 p.
22. MOORE R.G., BELGRAVE J.D.M., URSENBACH M.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., GOMEZ P.A., JHA K.N. In situ combustion performance in steam flooded heavy oil cores // J. of Can. Petrol. Technol. 1999. Vol. 38. № 13. P. 1–9.
23. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., URSENBACH M.G. Observation and Design Considerations for In Situ Combustion Projects // J. of Can. Petrol. Technol. 1997. Vol. 38. №13. P. 97–100.
24. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., URSENBACH, MEHTA S.A., BELGRAVE J.D.M. A Canadian Perspective on In Situ Combustion // J. of Can. Petrol. Technol. 1999. Vol. 38. №13. P. 1–8.
25. SHEN C. Limitations and Potentials of In-Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs. Canadian International Petroleum Conference, June 11–13, 2002. Calgary, Alberta, 2002. PETSOC-2002-217.

26. USHAKOVA A.S., ZATSEPIN V.V., KHEKHAL M.A., VAKHIN A.V., GILMANOVA R.KH. A new approach to ignition time prediction in crude oil oxidation using PDSC. *Fuel*. 2023. 353. 128940

REFERENCE

1. GLUSHKOVSKAYA D.I., KRYLOV O.G., GAZIYEV A.I. Report of the Ziatdinskaya search party of the Krasnokholmskaya expedition of 1959. Book 1. Geological structure of the region. USSR Ministry of Geology and Mineral Resources Protection. Krasnokholmskaya expedition, Tashkent. 1959:83. (In Russian).
2. TABAKOV V.P., MALOFEEV G.E., GUROV E.I. Thermal shaft development of oil and bitumen deposits. Moscow: JSC "VNIIneft". 2010:406. (In Russian).
3. USHAKOVA A.S. Study of oil oxidation on rock based on the results of kinetic experiments for air injection projects. *Vestnik kibernetiki*. 2015;4;(20):105–111. (In Russian).
4. USHAKOVA A.S. Description of ignition and low-temperature oxidation of oil in the reservoir within the framework of the radical-chain mechanism. *Neftpromyslovoye delo*. 2023;6;(654):50–58. (In Russian).
5. USHAKOVA A.S., ZATSEPIN V.V. Model of oil oxidation reactions taking into account the radical-chain mechanism. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v nefryanoy promyshlennosti*. 2018;12:50–53. (In Russian).
6. USHAKOVA A.S., MIKHAILOV N.N., GILMANOVA R.KH. Thermogeochemical criteria for the applicability of air injection into the formation for the development of oil fields. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*. 2023;3;(135):58–68. (In Russian).
7. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., ABBASOV G.M., OMRANI A. Gas-dynamic gas desorption under conditions of in-situ generation of carbon dioxide. *Vestnik RAYEN*. 2010;10;(1):25–28. (In Russian).
8. SHAKHVERDIEV A.KH., PANAKHOV G.M., ABBASOV E.M., JIANG R., BAKHTIYAROV S. Highly efficient technology for enhancing oil recovery and intensifying oil production based on in-situ generation of CO₂. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2014;5:90–95. (In Russian).
9. ADEGBERSAN O.K. Kinetic Study of Low Temperature Oxidation of Athabasca Bitumen: Ph.D. Thesis University of Calgary. Alberta. 1982:244.
10. AYASSE C., BLOOMER C., LYNGBERG E., BODDY W., DONNELLY J., GRAVES M. First field pilot of the THAI process. Canadian International Petroleum Conference, June 7–9, 2005. Calgary, Alberta, 2005. PETSOC-2005-142.
11. BUCKLES R.S. Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta SPE 7994, Presented at the California Regional Meeting of SPE, Ventura, CA. April 1979:23.
12. EVSEEVA M.Y., BRUSILOVSKY A.I., SHAYMARDANOV M.M., USHAKOVA A.S., VOLOKITIN Y.E. The analytical basis for acceptability appraisal of the high pressure air injection for West Siberian oil fields Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012:2435–2472.
13. FAROUQ ALI S.M. Current status of steam injection as a heavy oil recovery method. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1974. V. 13. № 1. P. 54–68.
14. GALAS C.M., EJIUGU G.C., DONNELLY J.K. Fluid and heat movement during in-situ combustion in a channeled reservoir. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1991;30;(03):41–48.
15. GRAVES M., OSINDERO A., RATHBONE R.R. Influence of Reservoir Rock and Fluids on Crude Oil Oxidation Using ARC. *Chemical Engineering Research and Design*. 2000;78;(5):715–720.
16. GRAVES M., AL-SHAMALI O. In situ combustion process using horizontal wells. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1996;35;(4):49–55.
17. GUNTIS M. CO₂ miscible, steam dominate enhanced oil recovery processes. *Oil and Gas Journal*. 2010. April 19. P. 36–40.
18. GUMERSKY KH.KH., DZHAFAROV I.S., SHAKHVERDIEV A.KH., MAMEDOV YU.G. In-situ generation of carbon dioxide: new way to increase oil recovery. Proceedings of the European Petroleum Conference. European Petroleum Conference (EUROPEC). Paris, France, 2000:499–504.
19. JENKINS G.R., KIRKPATRICK J.W. Twenty years' operation of an in-situ combustion project. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1979;18;(1):60–66.
20. JINZHONG L., WENLOMG G., YONGBIN W., BOJUN W., JIHONG H. Combustion Front Expanding Characteristic and Risk Analysis of THAI Process. International Petroleum Technology Conference, March 26–28, 2013. Beijing, China, 2013. IPTC-16426-MS.
21. LEBEL J.P., MORIYAMA R.T. History Match a Mature Cyclic Steam Stimulation Process at Cold Lake SPE 37549, SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California. 10–12 February 1997:19.
22. MOORE R.G., BELGRAVE J.D.M., URSENBACH M.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., GOMEZ P.A., JHA K.N. In situ combustion performance in steam flooded heavy oil cores. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1999;38;(13):1–9.
23. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., MEHTA S.A., URSENBACH M.G. Observation and Design Considerations for In Situ Combustion Projects. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1997;38;(13):97–100.
24. MOORE R.G., LAURESHEN C.J., URSENBACH, MEHTA S.A., BELGRAVE J.D.M. A Canadian Perspec-

- tive on In Situ Combustion. *J. of Can. Petrol. Technol.* 1999;38;(13):1–8.
25. **SHEN C.** Limitations and Potentials of In-Situ Combustion Processes for Heavy Oil Reservoirs. Canadian International Petroleum Conference, June 11–13, 2002. Calgary, Alberta, 2002. PETSOC-2002-217.
26. **USHAKOVA A.S., ZATSEPIN V.V., KHEKHAL M.A., VAKHIN A.V., GILMANOVA R.KH.** A new approach to ignition time prediction in crude oil oxidation using PDSC. *Fuel*. 2023. 353. 128940.

А.С. УШАКОВА, М.В. ЧЕРТЕНКОВ
ПАРОТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ И
ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОДЫ ДОБЫЧИ
СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ
УЗБЕКИСТАНА

Ушакова Александра Сергеевна,
д.т.н., профессор кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе, г.н.с. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

✉ 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23,
117997, Moscow, Miklukho-Maklaya st., 23,
тел.: +7 (903) 230-86-41, e-mail: paravoz-s@yandex.ru

Чертенков Михаил Васильевич,
к.т.н., заместитель Генерального директора по добычи высоковязкой нефти LLC «Sanoat Energetika Guruhi (Saneg)» Узбекистан,

✉ 100000 Ташкент, пр-т Бунёдкор, д. 47,
100000 Tashkent, Bunyodkor Ave., 47,
тел.: +99878-150-00-57, e-mail: mdavil67@gmail.com

УДК 658.567.1

DOI: 10.52531/1682-1696-2025-25-1-85-96

Научная статья

EDN: HOUPZW

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПАСНЫХ ОТХОДОВ ГАЛЬВАНИКИ И АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ

Original article

**В.А. МЫМРИН, К.К. КАРВАЛЬЕ,
Ф.Г. ПАССИГ, Ж.Э. ФИЛЬЕ,
Р.Э. КАТАЙ**ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ, г. КУРИТИБА, ФЕДЕРАТИВНАЯ
РЕСПУБЛИКА БРАЗИЛИЯ**PHYSICO-CHEMICAL PROCESSES
OF ENVIRONMENTALLY FRIENDLY
CERAMICS FORMATION BY HAZARDOUS
ELECTROPLATING AND AUTOMOTIVE
INDUSTRY WASTE APPLICATION****V.A. MYMRIN, K.Q. CARVALHO,
F.H. PASSIG, J.E. FILHO, R.E. CATAI**
FEDERAL TECHNOLOGICAL UNIVERSITY,
CURITIBA, FEDERATIVE REPUBLIC OF BRAZIL

Экологически чистая красная керамика была разработана из традиционных смесей природной глины и песка с включением 3–10% шлама опасных отходов автомобилестроения завода «РЕНО» и 5–10% отхода гальваники. Обжиг керамики проводился при температурах 700°, 750°, 800°, 850°, 900° и 950°С. Прочность образцов на изгиб достигала 17,6 МПа, абсорбция воды 950°С 6,53–10,45%, усадка при обжиге 5,24–6,29%, плотность 2,7–3,2 г/см³, коэффициент усадки 5,3–13,8%. Исследование процессов структурообразования разработанных материалов комплексом физико-химических методов показало синтез муллита $\text{Al}_6\text{Si}_2\text{O}_{13}$, Na-тенардита Na_2SO_4 и анортита $(\text{Ca},\text{Na})(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_8$ с появлением очень высокого содержания аморфных новообразований. Используемые промышленные отходы играли роль ускорителей процессов структурирования разработанных керамических материалов. Исследования растворения и выщелачивания тяжелых металлов методом атомно-абсорбционного анализа показали их очень прочное химическое связывание в химически нерастворимое состояние. В соответствии с бразильскими стандартами разработанные материалы могут быть использованы для промышленного производства экологически чистых строительных материалов типа черепицы, кирпичей, блоков и подобных изделий.

Ключевые слова: шлам производства автомобилей, стекольные отходы гальванического производства, красная керамика, механические свойства, процессы структурообразования

Environmentally friendly red ceramics were developed from traditional mixtures of natural clay-sand mix with the inclusion of 3–10% hazardous waste sludge from the RENAULT plant and 5–10% electroplating waste. The ceramics were fired at temperatures of 700°, 750°, 800°, 850°, 900° and 950° C. The flexural strength of the test samples reached 17.6 MPa, water absorption after 950° C firing was 6.53–10.45%, shrinkage coefficient values between 5.3–13.8%, density 2.7–3.2 g/cm³. The study of the developed materials structure formation processes using a complex of physicochemical methods showed the synthesis of mullite $\text{Al}_6\text{Si}_2\text{O}_{13}$, Na-thenardite Na_2SO_4 and anorthite $(\text{Ca},\text{Na})(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_8$ with the appearance of a very high content of amorphous new formations. The used industrial wastes played the role of accelerators of the structuring processes of the developed ceramic materials. Studies of the dissolution and leaching of heavy metals by atomic absorption analysis have shown their very strong chemical binding into a chemically insoluble state. In accordance with the Brazilian standards, the developed materials can be used for the industrial production of environmentally friendly building materials such as tiles, bricks, blocks and similar products.

KEYWORDS: automobile production sludge, glass waste from galvanic industry, red ceramics, mechanical properties, processes of structure formation

ВВЕДЕНИЕ

Шлам производства автомобилей (ШПА) обычно содержит высокое количество очень экологически опасных гальванических отходов – Ni, Zn, Cr, Sn, Cu, Pb, Sb, и других тяжелых металлов [1]. Известно значительное количество [2–9, 17] исследований про-

цессов выделения тяжелых металлов из различных промышленных отходов. Основными недостатками этих методов являются неполнота выделения тяжелых металлов и дополнительное загрязнение материалов химическими реагентами, вводимыми для реализации этих процессов, что приводит к загрязнению этих материалов и окружающей среды.

Данный краткий обзор литературы демонстрирует разнообразие рекомендаций по утилизации промышленных отходов с повышенным содержанием тяжелых металлов. Учитывая постоянный рост количества выбрасываемых промышленных отходов с высоким содержанием тяжелых металлов и малым процентом их последующей утилизации, возникает острая необходимость разработки новых составов строительных материалов, лишенных вышеупомянутых недостатков.

Для решения экологических проблем эти виды отходов можно и нужно использовать в качестве эффективного сырья для производства экологически чистых и экономически привлекательных материалов.

Поэтому целями данного исследования были:

- 1) разработка на лабораторном уровне новых строительных материалов из опасных промышленных шламов производства автомобилей (в данном случае компании «РЕНО») с очень высоким содержанием тяжелых металлов и различных органических отходов;
- 2) использовать в качестве вторичных материалов отходы стекла для очистки поверхностей металлов от окисленного слоя перед их гальванизацией, и традиционную смесь глины и песка керамического завода;
- 3) изучить физические и химические характеристики этих сырьевых материалов;
- 4) изучить изменение механических свойств разработанных материалов и физико-химические процессы их структурообразования при изменении температуры обжига;
- 5) изучить воздействие разработанных материалов на окружающую среду и их соответствие санитарным нормам Бразилии.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Все исследуемое сырье было получено от местных промышленных предприятий штата Паранá, Бразилия, а именно: шлам автомобильного производства (ШАП) и стекольные отходы (СО) от очистки металла перед гальваническим процессом. Третьим компонентом, использованным при разработке красной керамики, стала смесь красной гончарной глины с песком (ПГС) – традиционная песчано-глинистая смесь натурально-го сырья местного кирпичного завода.

Образцы материалов готовили путем гомогенизации смесей исходных компонентов при их естественной влажности и прессования при давлении 10 МПа. Влажные прямоугольные образцы размером

В.А. МЫМРИН, К.К. КАРВАЛЬЕ,
Ф.Г. ПАССИГ, Ж.Э. ФИЛЬЕ, Р.Э. КАТАЙ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ
ФОРМИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ
КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПАСНЫХ
ОТХОДОВ ГАЛЬВАНИКИ И АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ

60 × 20 × 10 мм. После сушки до постоянной массы при 100°C образцы обжигались в течение 6 часов при различных температурах (700°, 750°, 800°, 850°, 900°, 950° и 1000°C), соответствующих промышленному диапазону обжига местных кирпичных заводов.

МЕТОДЫ

Сырье и керамика были охарактеризованы несколькими взаимодополняющими методами. Химический состав изучали методом рентгенофлуоресценции (РФА) на приборе Philips/Panalytical PW 2400; минеральные составы – методом рентгеновской дифракции (РФА) на приборе Philips PW 1830; морфологические структуры – методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ) на микроскопе FEI Quanta 200 LV; химический микроанализ – методом энергодисперсионной спектроскопии (ЭДС) на спектрометре Oxford (Penta FET-Precision) X-АСТ; растворимость и выщелачивание металлов из жидких экстрактов – методом атомно-абсорбционного анализа (ААА) на спектрометре Perkin Elmer 4100; гранулометрические составы – методом лазерной дифракции на анализаторе LA-950 HORIBA; механические сопротивления – по трехточечной прочности на изгиб на универсальной испытательной машине ЕМІС; водопоглощение (WA) – на Instrumherm BD 200; линейная усадка (LS) – по Mitutoyo; измерения плотности. Значения механических свойств и стандартных отклонений получали как среднее по 10 измерениям образцов.

РАСЧЕТЫ

Расчеты прочности образцов при изгибе измеряли в соответствии с бразильскими стандартами [24], в которых используется следующее уравнение:

$$R_f = 3PL / bh^2 \quad (1)$$

где R_f – сопротивление изгибу (МПа), P – максимальная нагрузка, воспринимаемая образцом (кгс), L – расстояние между опорами образца (мм); b – ширина образца (мм), h – высота образца (мм).

Значения водопоглощения измеряли в соответствии с бразильским стандартом [15] по следующему уравнению:

$$WA = [(MSAT - MD) / MD] \times 100 \quad (2)$$

где $MSAT$ – масса воды, пропитавшей образец после 24-часового погружения в воду, и MD – масса сухого образца после обжига.

Плотность образцов измеряли следующим образом:

$$D = M / (a \times b \times c) \quad (3)$$

где M – масса сухого образца после обжига, a – длина образца, b – ширина образца, c – толщина образца.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ. ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЬЯ

Для достижения цели улучшения механических и физических свойств керамики были изучены гранулометрический состав, химический и минералогический составы, микроморфологическая структура сырья.

Гранулометрический состав сырьевых материалов

Гранулометрический состав сырья (табл. 1) показал, что подавляющее большинство (44,24%) частиц ШАП имели размеры от 0,30 до 0,59 мм. И наоборот, большинство частиц СО (64,27%) имели размеры от 0,15 до 0,29 мм. В состав ПГС в основном (88,62%) входят наиболее мелкие частицы среди исследованного сырья (0 и 0,074 мм). Самым влажным (58,32%) был шлам автомобильного производства (ШАП), а самым сухим и плотным (2,68 г/см³) – стеклянный отход (СО), за ним следовала песчано-глинистая смесь (ПГС) с плотностью 1,63 г/см³.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ СЫРЬЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Химический состав ШАП (табл. 2) содержит преимущественно Cr – 28,53%, Zn – 20,28 %, Cu – 3,78% и потерь при прокаливании (CL) – 39,11%. Кроме того, он содержит много других тяжелых металлов (Cu, Se, Co, Ni, W, Sn и Pb), содержание каждого из которых составляло 0,21–0,67%, всего 1,97%. Таким образом, значительное количество тяжелых металлов и их высокое содержание позволяют отнести его к опасному материалу 1 класса опасности [16].

Величины П.П.П. можно объяснить наличием органических компонентов (в основном смол, масел, красок, чернил). Стекольные отходы (СО) имели типичный для стекла химический состав – преимущественно SiO₂ – 69,33%, CaO – 7,46%, Na₂O – 10,13% и K₂O – 8,50%; в нем также присутствовали тяжелые металлы, но в относительно небольшом количестве – Zn – 0,07%, Pb и Sr – 0,02%, при незначительном П.П.П. = 0,45%.

Химический состав глинисто-песчаной смеси (ПГС) был очень общим для этих природных материа-

лов: SiO₂ – 54,58 мас. %, Al₂O₃ – 21,40%, Fe₂O₃ – 8,33%, K₂O – 4,98%, MgO – 1,53% и П.П.П. = 7,91% в основном за счет обжига органики и диссоциации карбонатов.

МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ СЫРЬЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Дифрактограмма образца ШАП указывает преимущественное содержание в нем аморфных материалов (рис. 1А) с очень низкими пиками кварца – SiO₂ в диапазоне 2 θ = 51° и 62°. Стекольные отходы (СО) были представлены аморфным стеклом (рис. 1Б) с двумя едва заметными кристаллическими пиками кварца между 2 θ = 12° и 28°.

Основными компонентами природной песчано-глинистой смеси (рис. 1С) были глинистый минерал иллит – KAl₂Si₃AlO₁₀(OH)₂, магнетит – Fe₃O₄ и кварц – SiO₂, также с высоким содержанием аморфного материала.

МИКРОМОРФОЛОГИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА СЫРЬЕВЫХ МАТЕРИАЛОВ

МЭВ изображения трех исследуемых сырьевых материалов (рис. 2) показали, что все частицы во всех исходных компонентах не были химически связаны, демонстрируя только механические контакты друг с другом.

Они имеют частицы и поры между ними самых разных форм и размеров. Частицы стекла (рис. 2Б) состоят из почти идеальных сфер диаметром от 10 до 300 мкм и их фрагментов разных конфигураций, образовавшихся в результате процесса дробления микросфер стекла при очистке металлов перед их покрытием путем гальванизации.

МЕХАНИЧЕСКИЕ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА РАЗРАБОТАННОЙ КЕРАМИКИ

Образцы керамики были проанализированы на сопротивление изгибу, водопоглощение, линейной усадки и плотности с целью определения их механических и физических свойств. Для исследования процессов структурообразования новых материалов были использованы методы РФА, СЭМ, ЭДС и ЛАММА. Для контроля экологических показателей проведены испытания на выщелачивание и растворимость металлов в стандартных растворах кислот.

Прочность на изгиб керамики после обжига при различных температурах

Прочность образцов керамики на изгиб изменялась в пределах 3,2–19,8 МПа после обжига при температурах 700, 750, 800, 850, 900, 950 и 1000°С в течение 6 часов. Содержание шлама ШАП находилось в пределах 0–10 вес. %, песчано-глинистой смеси (ПГС) между 80–92%, и стеклянного отхода в пределах 5–10%.

ТАБЛИЦА 1.

Гранулометрический состав (мм), плотность (г/см³) и влажность (%) сырьевых материалов

Гран состав (%)	Размер (мм)	ШАП	СО	ПГС
	0–0,074	1,58	2,64	88,62
	0,075–0,149	1,67	18,56	7,44
	0,15–0,29	12,33	64,27	2,29
	0,30–0,59	44,24	13,35	1,65
Плотность, г/см ³		0,97	2,68	1,63
Влажность, (%)		58,32	3,92	8,48

ТАБЛИЦА 2.

Химический состав сырьевых компонентов

Оксиды	Компоненты, вес, %			Элементы	Компоненты, вес, %		
	ШАП	СО	ПГС		ШАП	СО	ПГС
SiO ₂	1,53	69,33	54,58	Cr	28,53	0,02	0
CaO	0,03	7,46	0	Cu	3,78	0	0
MgO	0,80	2,04	1,53	Se	0,31	0	0
Al ₂ O ₃	0,29	0	21,40	Co	0,26	0	0
Fe ₂ O ₃	1,31	0,69	8,33	Ni	0,24	0	0
P ₂ O ₅	0,36	0,02	0,17	W	0,21	0	0
MnO	0	0	0,15	Sn	0,67	0	0
Na ₂ O	1,70	10,13	0	Pb	0,21	0,02	0
K ₂ O	0,44	8,50	4,98	Sr	0	0,02	0
SO ₃	0,94	0,26	0	Zn	20,28	0,07	0
TiO ₂	0	0,07	0,95	П,П,П,*	39,11	0,45	7,91
I ₂ O ₃	0	0,92	0	Σ	100,00	100,00	100,00

Примечание: П.П.П.* – Потери при прокаливании

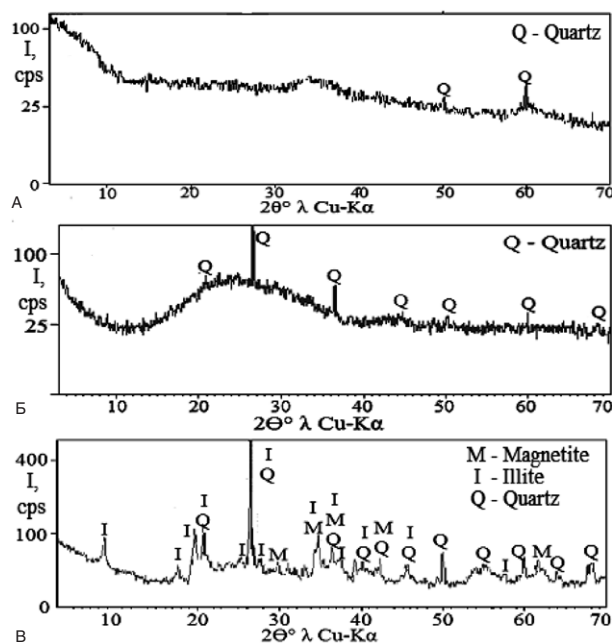


РИС. 1.

Дифрактограммы использованного сырья: А – шлам автомобильного производства, Б – стекольный отход, В – песчано-глинистая смесь

Прочность образцов на изгиб возрастала (табл. 3) с повышением температуры обжига до 1000°C. Дальнейший рост температуры приводил к частичному расплавлению испытуемых образцов с потерей их ребер и углов. Лишь состав 7 (традиционная глинисто-

песчаная смесь) продолжал набирать прочность при 1000°C.

Все составы с промышленными отходами практически при всех температурах обжига показали более высокую прочность, чем традиционный состав керамики 7. Этот факт свидетельствует о положительном влиянии использованных отходов на прочность керамики, в отличие от Castro [8], Kunz, и др. [13], которые использовали текстильный шлам для производства керамики с понижением прочности из-за повышенного содержания этих отходов. Самой высокой прочностью 14,5–19,8 МПа в диапазоне температур обжига 850–1000°C обладала керамика 6 по сравнению с прочностью 9,6–15,0 МПа традиционного состава 7 только из природных компонентов. Введение отхода ШАП в количестве 3–10% (составы 1–5) вызывает увеличение их прочности по сравнению с составом 6 и двукратное превышение прочности керамики состава 7 из природных компонентов при температуре 700°C.

Максимальная экологическая эффективность разработанных керамических материалов может быть достигнута путем применения на промышленном уровне керамики состава 4 с максимальным (20%) использованием двух промышленных отходов (10% ШАП и 10% СО).

При обжиге материалов в наиболее энергетически экономном диапазоне 700–800°C состав 4 имеет максимальную прочность на изгиб 6,5–11,2 МПа, значительно превосходя максимальные требования 4,5 МПа стандартных бразильских норм NBR 15270-3 [15].

Эти результаты подтвердили положительное влияние опасных ШАП на прочность керамики. Лучшим

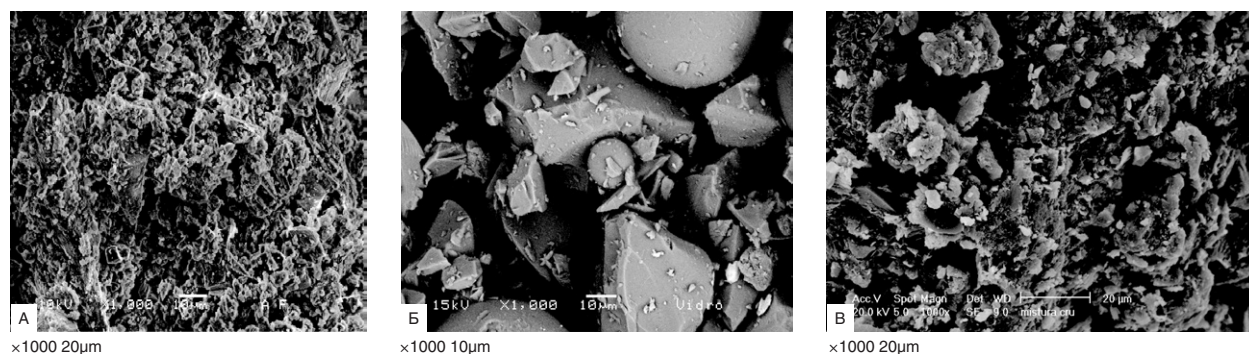


РИС. 2.

Микроструктура сырьевых материалов: А – ШАП, Б – СО, В – ПГС

ТАБЛИЦА 3.

Прочность на изгиб образцов керамики, обожженных при различных температурах

№	Составы, вес %			Прочность на изгиб (МПа) керамики после обжига при Т °С						
	ШАП	ПГС	СО	700	750	800	850	900	950	1,000
1	3	92	5	4,3	5,6	7,0	8,3	10,2	11,3	13,1
2	5	88	7	5,4	6,2	7,9	10,3	11,8	13,0	15,8
3	7	83	10	6,3	7,1	9,4	11,8	12,9	14,5	16,3
4	10	80	10	6,5	7,3	11,2	11,8	14,3	14,5	15,5
5	8	86	6	5,8	6,9	8,7	10,6	11,8	12,5	14,1
6	0	90	10	4,1	5,4	8,2	14,5	16,9	17,6	19,8
7	0	100	0	3,2	5,3	8,8	9,6	11,6	12,8	15,0

объяснением этого явления может быть тот факт, что ШАП имеет исключительно высокое содержание Zn (20,28%) с низкой температурой плавления (419°C) и других тяжелых металлов с низкой температурой плавления – Sn (232°C), Pb (324°C) с включением флюсов K_2O , Na_2O , SO_3 , которые также способствуют росту прочности образцов после обжига при сравнительно низких температурах с полным капсулированием тяжелых металлов.

Обычные отходы бутылочного стекла (СО) имеют температуру плавления 700–750°C. Увеличение их содержания с 5 до 6 и 7% (составы 1, 2 и 5) до 10% (составы 3, 4 и 6) приводило к приросту сопротивления до 14,5 и 17,6 МПа при 950°C благодаря плавлению частиц ШАП и СО с механическим слипанием расплавленных частиц глины и полной инкапсуляцией частиц тяжелых металлов.

Полнотелые кирпичи классифицируются [15] по их прочности на изгиб для класса А < 2,5 МПа; класса Б 2,5–4,0 МПа; и класса С > 4,0 МПа. Это означает, что разработанная керамика превысила требования бразильских национальных стандартов класса А уже при минимальной температуре 700°C; при дальней-

шем повышении температуры обжига стойкость неуклонно росла до начала избыточного плавления материалов при 1050°C.

Все разработанные составы керамики, содержащие ШАП и СО, показали более высокие значения сопротивления изгибу после обжига при всех температурах, чем традиционная керамика 7. Такое улучшение показателей сопротивления при низких температурах обеспечивает высокое качество продукции без увеличения затрат тепловой энергии. При этом оба промышленных отхода выступают интенсификаторами процессов структурообразования разрабатываемых керамических материалов.

Величины стандартных отклонений от средних величин варьировались в пределах 0,4–0,9 МПа.

ВОДНАЯ АДсорбция (WA) КЕРАМИКИ ПОСЛЕ ОБЖИГА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Величина водной адсорбции (WA) образцов зависит (табл. 4) от количества открытых пор образцов. Поэтому значения WA стабильно снижались с повышением температуры обжига и частичным плавлением

ТАБЛИЦА 4.

Водопоглощение керамики после обжига при различных температурах

№	Состав, вес, %			Водопоглощение (%) после обжига при T°С						
	ШАП	ПГС	СО	700	750	800	850	900	950	1,000
1	3	92	5	25,17	23,45	19,67	16,54	14,41	10,45	9,48
2	5	88	7	27,28	27,86	22,86	20,51	17,03	9,67	6,14
3	7	83	10	19,14	16,58	16,10	14,04	9,34	7,98	5,06
4	10	80	10	17,28	16,69	15,65	13,56	9,98	6,93	4,28
5	8	86	6	21,38	20,80	18,94	13,26	10,46	7,89	5,98
6	0	90	10	19,34	18,44	17,59	14,12	9,59	6,53	3,73
7	0	100	0	31,36	28,68	25,79	24,62	19,98	11,79	9,21

исследуемых образцов; и минимальными значениями WA обладают все составы керамики после обжига при 1000°C, что указывает на начало их избыточного плавления. Состав 6 показал самый низкий WA (6,53%) при самой высокой температуре 950°C, за ним следовали керамика 4 (6,93%) и керамика 3 (7,98%), что полностью согласуется со значениями сопротивления изгибу (табл. 3). Керамические образцы из традиционной глинопесчаной смеси (состав 7) показали самое высокое значение WA (11,79%) из-за отсутствия в них ШАП и СО. Керамика 1 с наименьшим содержанием ШАП (3%) и СО (5%) заняла второе место по более высокому WA (табл. 4), за ней следует керамика 2 с 5% и 7% содержанием ШАП и СО соответственно.

Для увеличения WA и пористости керамики при уменьшении значений линейной усадки образцы глино-доменной шлаковой смеси обжигали при 1150°, 1175° и 1200°C в течение 1 часа.

Значения стандартного отклонения водопоглощения исследуемых образцов варьировались в пределах 0,9–1,6% и увеличивались с увеличением температуры спекания.

ЛИНЕЙНАЯ УСАДКА КЕРАМИКИ, ОБОЖЖЕННОЙ ПРИ РАЗНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Линейная усадка керамики при обжиге является следствием сушки и спекания исследуемых образцов, выгорания органических примесей, обезуглероживания и в последующем начала плавления и химического взаимодействия расплавленных компонентов. Эти процессы привели к устойчивому увеличению (табл. 5) начальных значений усадки при увеличении температуры обжига в пределах 700°–1000°C.

Наименьшие значения усадки после обжига при 950°C имели содержания ШАП и СО (керамика 4, 3 и 5) (4,15–5,24 и 5,87% соответственно), за ними следуют керамика 2 (6,02%) и 1 (6,29%). Керамика 6 с содержанием СО 10% показала практически максимальную величину усадки (7,86%), меньше только, чем у традиционной глинисто-песчаной смеси –

состава 7 (8,89%). Такой порядок увеличения величин усадки можно объяснить сочетанием двух эффектов:

- 1) плавления компонентов при повышении температуры и неизбежной усадки при охлаждении;
- 2) увеличения объема образцов при газообразовании в результате горения органических компонентов ШАП и ПГС благодаря выделению гидратных групп из глинистых минералов исходной смеси.

Значения стандартных отклонений линейной усадки исследуемых образцов находились в пределах 0,3–0,7% и увеличивались с увеличением температуры спекания.

ПЛОТНОСТЬ (D) КЕРАМИКИ, ОБОЖЖЕННОЙ ПРИ РАЗНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ

Плотность (табл. 6) увеличивалась с повышением температуры спекания за счет плавления частиц с усадкой объема исследуемых образцов (табл. 5) и уменьшением их общей пористости. Аналогичные результаты были получены Casagrande [7], который исследовал эффективность добавления шамотной глины в покрытие из объемной керамики. Керамика 6 имела наибольшее значение плотности среди керамик при температуре 950°C (3,4 г/см³), до начала избыточного плавления, предположительно за счет влияния только процесса плавления (особенно плавления GW 10%) без эффекта расширения газов ШАП. Уменьшение содержания СО до 6% и включение 8%, 10% и 7% ШАП (керамика 5, 4 и 3) снижали плотность до 3,2–3,1 и 3,0 г/см³ соответственно. Изменение соотношения исходных компонентов составов 1 и 2 не привело к заметным изменениям плотности керамики (2,7 г/см³). Значения плотности керамики, изготовленной из ПГС (состав 7), медленно увеличивались до 2,9 г/см³ при 950°C.

Эти соотношения плотности образцов после обжига при 950°C практически полностью совпадают со значениями их сопротивления изгибу (табл. 2), водопоглощения (табл. 3), а также их линейной усадки (табл. 4) и взаимно объясняют и дополняют друг друга.

ТАБЛИЦА 5.

Линейная усадка керамики после обжига

№	Составы, вес %			Усадка (%) керамики при T°C						
	ШАП	ПГС	СО	700	750	800	850	900	950	1000
1	3	92	5	1,08	1,93	2,04	2,05	5,29	6,29	11,67
2	5	88	7	1,13	1,60	2,17	3,28	5,14	6,02	12,05
3	7	83	10	0,96	1,08	1,92	2,98	4,30	5,24	5,93
4	10	80	10	0,74	1,00	1,20	1,44	3,32	4,15	10,12
5	8	86	6	1,07	1,17	2,22	3,48	3,88	5,87	7,09
6	0	90	10	0,33	0,60	0,81	1,02	5,29	7,86	6,83
7	0	100	0	1,24	2,46	3,74	4,34	5,85	8,89	12,45

ТАБЛИЦА 6.

Плотность разработанных составов

№	Составы, вес %			Плотность (г/см ³) после обжига при T°C						
	ШАП	ПГС	СО	700	750	800	850	900	950	1,000
1	3	92	5	1,8	1,8	1,9	2,2	2,4	2,7	3,2
2	5	88	7	2,0	2,3	2,4	2,6	2,6	2,7	3,5
3	7	83	10	2,2	2,3	2,4	2,5	2,8	3,0	3,4
4	10	80	10	2,0	2,1	2,3	2,5	2,8	3,1	3,5
5	8	86	6	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	3,2	3,4
6	0	90	10	2,1	2,2	2,2	2,7	3,0	3,4	3,4
7	0	100	0	2,2	2,5	2,7	2,8	2,8	2,9	3,5

Значения стандартных отклонений плотности исследуемых образцов варьировались в пределах 0,4–0,6% и увеличивались с увеличением температуры обжига.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ КЕРАМИКИ

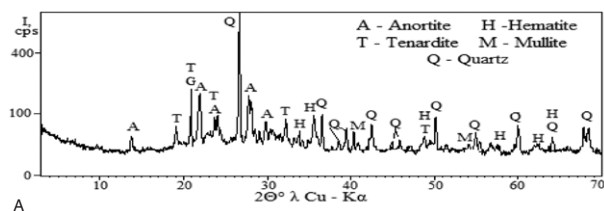
Исследования физико-химического процесса структурообразования разработанной керамики методами РФА, СЭМ и ЭДС проводились с керамикой 4, поскольку она показала лучшие значения сопротивления изгибу, водопоглощения, линейной усадки и плотности после обжига при 700°C и 950°C (табл. 3–6). Поэтому все процессы структурообразования этих материалов должны быть максимально выражены и однозначно установлены на керамике 4.

ИЗМЕНЕНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СТРУКТУРЫ КЕРАМИКИ

С помощью рентгеноструктурного анализа (рис. 3А) в минеральном составе керамики 4 после обжига при 700°C в течение 6 часов выявлено нали-

чие Na-анортита $(Ca,Na)(Si,Al)_4O_8$, тенардита Na_2SO_4 [18, 19], гематит Fe_2O_3 , муллит $Al_6Si_2O_{13}$ и кварц SiO_2 с относительно высокой аморфностью.

После спекания при 950° С (рис. 3Б) произошли следующие изменения минерального состава: исчезновение кристаллических пиков тенардита Na_2SO_4 . Высокий рентгеновский фон на рентгенограмме является видимым свидетельством высокого содержания аморфной стеклообразной фазы, обусловленной литейным процессом при нагреве смесей при 750 и 950° С. Новые аморфные стекловидные образования могут объяснить все изменения механических и химических свойств разработанной керамики. Низкая максимальная интенсивность кристаллических пиков кварца (400 импульсов в секунду) и значительно меньшая интенсивность всех остальных минералов свидетельствует о низком содержании этих кристаллических тел в образцах и несовершенстве их кристаллических структур. Поэтому их влияние на механические и физические свойства может быть весьма незначительным. Все вышеизложенные свойства яв-



В.А. МЫМРИН, К.К. КАРВАЛЬЕ,
Ф.Г. ПАССИГ, Ж.Э. ФИЛДЬЕ, Р.Э. КАТАЙ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ
ФОРМИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ
КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПАСНЫХ
ОТХОДОВ ГАЛЬВАНИКИ И АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ

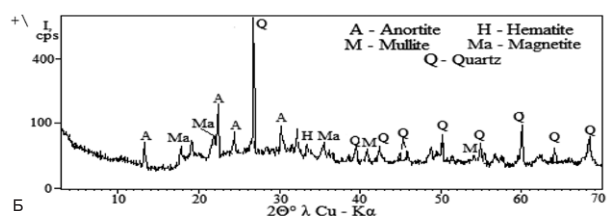


РИС. 3.

Диффрактограммы керамики 4 после обжига при 700° С (А) и 950° С (Б) в течение 6 часов

ляются следствием синтеза аморфных стекловидных материалов в образцах керамики.

ИЗМЕНЕНИЕ МИКРОМОРФОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ПРИ ОБЖИГЕ КЕРАМИКИ

Анализ микроструктуры состава 4 на трех разных стадиях (рис. 4), полученной методом СЭМ при одном и том же 3.000-кратном увеличении, показал, что исходная смесь компонентов содержит частицы разных размеров и конфигураций, без какой-либо связи между ними. (рис. 4А). Обжиг образцов при температуре 700°С (рис. 4Б) не вызвал заметного сцепления частиц, наблюдается лишь незначительное закручение их поверхностей, что указывает на начало их плавления.

При повышении температуры обжига до 950°С (рис. 4В) видны обширные поля расплавленных материалов, покрывающие все частицы равномерным слоем плотной стеклоподобной структуры с небольшим количеством пор. Можно предположить, что эти поры образовались вследствие выделения газов органических компонентов ШАП (масла, красок, смол и других отходов) или химического взаимодействия расплавленных исходных компонентов. При исследовании многочисленных образцов методом СЭМ форм, похожих на кристаллические тела, обнаружено не было. Небольшое количество кристаллических форм, установленных методом ХРД (рис. 3Б), покрыто слоем аморфных новообразований. Этот факт подтверждает гипотезу о преобладающей роли новых аморфных стекловидных образований, объясняющих процесс упрочнения разработанных керамических материалов.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НОВООБРАЗОВАНИЙ РАЗРАБОТАННОЙ КЕРАМИКИ МЕТОДАМИ ЭДС И ЛАММА

Результаты изучения новообразований, упрочняющих керамику и определяющих ее химический состав методом ЭДС (рис. 4В и табл. 7) показали высокий уровень гетерогентности их химического состава на микроуровне без заметного сходства процентных содержаний каких-либо элементов в различных точках анализов.

Повышение температуры обжига до 950°С (рис. 4В) вызывает появление обширных полей рас-

плавленных материалов с плотной стеклоподобной структурой на поверхности всех частиц с небольшим количеством пор между ними. Можно предположить, что эти поры образовались вследствие выделения дымовых газов органических компонентов ШАП (масла, красок, смол и других отходов) или химического взаимодействия расплавленных исходных компонентов. Небольшое количество кристаллических форм, установленных методом РФА (рис. 3Б, В), покрыто слоем аморфных новообразований. Этот факт подтверждает гипотезу о преобладающей роли новых аморфных стекловидных образований, объясняющих процесс упрочнения разработанных керамических материалов и все их наблюдаемые свойства.

Результаты исследований химических составов новообразований различными методами однозначно показывают полное их несовпадение на микроуровне ни в одной из точек (рис. 4В и табл. 7). Одной из причин этой неоднородности является практическая невозможность идеального перемешивания компонентов на микроуровне перед их гидратацией и уплотнением.

Аналогичная неоднородность изотопного состава (рис. 5) новообразований на шесть ближайших друг к другу точек также была обнаружена с помощью лазерного микромасс-анализа (ЛАММА). Все точки имели разные наборы изотопов с разной высотой пика, что отражало их разное процентное содержание в каждой из этих точек. Такое различие изотопного состава ближайших точек свидетельствует об аморфности этих новых образований керамики, что полностью согласуется с результатами метода ЭДС.

ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ И РАСТВОРИМОСТЬ РАЗРАБОТАННОЙ КЕРАМИКИ

Анализ значений растворимости и выщелачивания, полученных экспериментально для ШАП и тестовых образцов состава 4 (табл. 8), продемонстрировал эффективность связывания тяжелых металлов в нерастворимых условиях и соответствие полученных результатов требованиям национального стандарта Бразилии [16].

Сравнение полученных результатов растворимости и выщелачивания с нормативными требованиями показывает широкий запас в этих величинах практи-

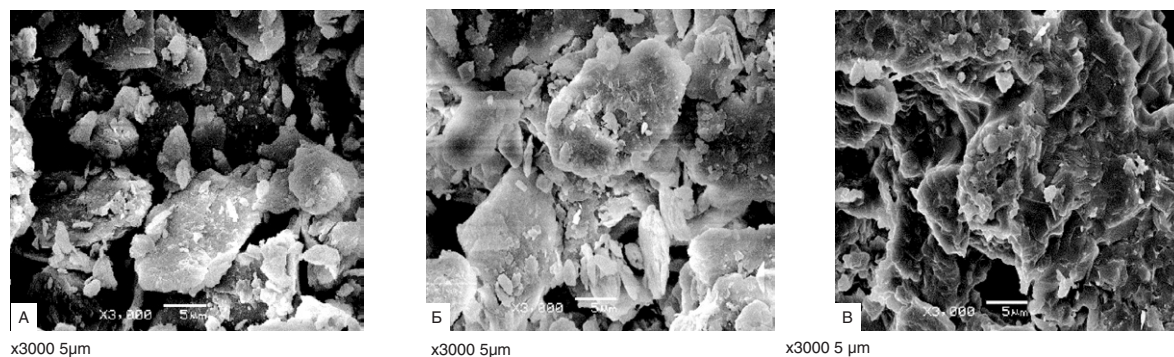


РИС. 4.

Микроструктуры СЭМ: А – исходная смесь состава 4; Б – смесь после обжига при $T^\circ = 700^\circ$ и В — при 950° С в течение 6 часов

ТАБЛИЦА 7.

Химический состав (мас. %) керамики 4 в разных точках методом ЭДС после обжига при 950°C (рис. 4В)

Точки	Химический состав новообразований в различных точках (вес, %)										
	Mg	Al	Si	S	Cl	Ca	Ti	Cr	Fe	Zn	Общий
1	0,98	16,17	4,03	14,25	0,16	22,68	28,60	11,11	0,95	1,07	100,0
2	10,44	8,17	21,63	11,26	0,24	17,69	22,86	7,57	0,06	0,08	100,0
3	4,35	—	9,52	15,56	11,46	44,15	0,63	0,24	8,56	5,53	100,0
4	6,16	—	13,76	8,26	3,75	29,30	10,74	15,21	10,69	2,13	100,0
5	13,11	12,59	8,30	12,31	4,52	12,62	15,90	3,85	15,62	1,18	100,0
6	11,02	19,56	27,48	17,05	0,49	09,22	6,17	0,47	8,54	—	100,0
7	8,06	—	12,18	10,23	0,72	31,50	8,97	19,26	6,65	2,43	100,0

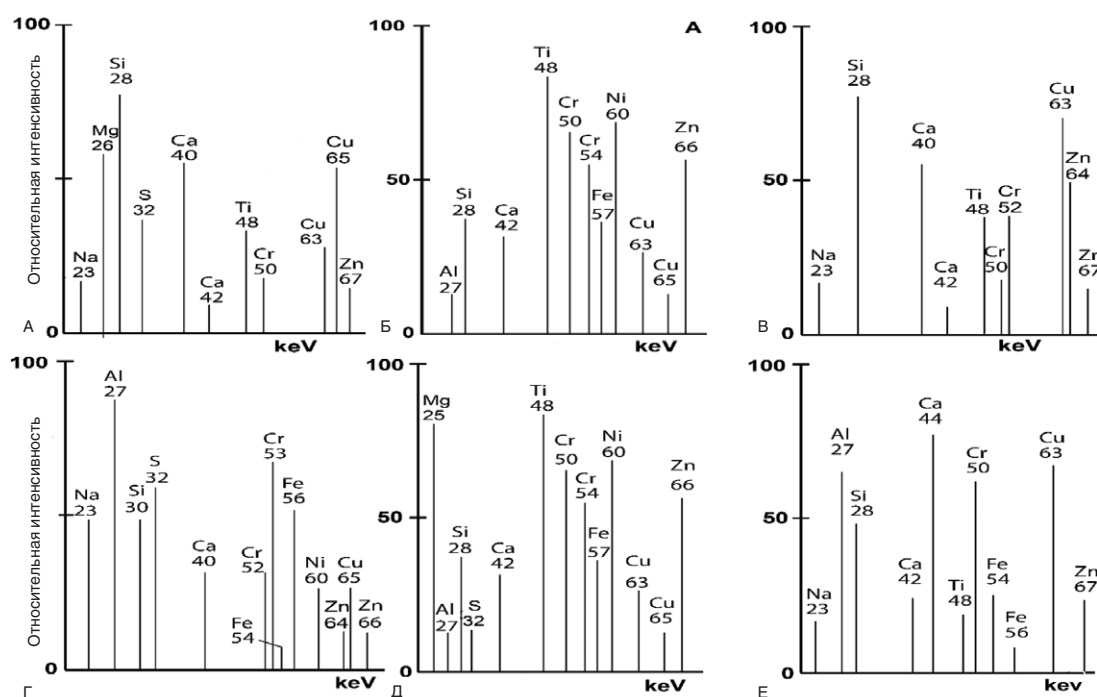


РИС. 5.

Изотопный состав (мас. %) ближайших точек керамики 4 методом ЛАММА после спекания при 950°C

чески для всех элементов, особенно тяжелых металлов. Технология изготовления керамики, несомненно, позволила надежно химически связать опасные элементы исследуемого сырья до нерастворимого состояния даже при относительно низких температурах (950°C) промышленного производства. Jordán и др. [10] также достигли аналогичного эффекта связывания тяжелых металлов в красной керамике за счет добавления канализационного ила.

Разработанные составы и технология могут быть использованы для производства различных кирпичей и блоков. По результатам испытаний на растворимость и выщелачивание (табл. 8) можно утверждать, что разработанные материалы могут быть успешно переработаны по окончании срока службы в качестве ценных компонентов новых материалов [16].

ВЫВОДЫ

Полученные экспериментальные результаты доказали возможность применения промышленных растворов автомобильного производства (ШАП) с высоким содержанием тяжелых металлов (Ni, Zn, Pb, Sn, Cr, Cu) для получения экологически чистой красной керамики в композитах с отходами стекла гальванической обработки и традиционными смесями природных материалов (красная глина и песок). При обжиге в диапазоне температур 700° и 950°C значения сопротивления изгибу достигали 17,6 МПа при 950°C. Водопоглощение разработанной керамики, спеченной при 950° C, варьировалось от 6,53 до 10,45%, линейная усадка – от 5,24 до 6,29%, плотность – 2,7–3,2 г/см³, коэффициент расширения – от 5,3 до 13,8%.

Изучение физико-химических процессов структурообразования керамики выявило синтез муллита $Al_6Si_2O_{13}$ с частичным плавлением поверхности всех компонентов и образованием преимущественно стеклообразных материалов, закрывающих поры образцов и связывающих ядра нерасплавленных частиц. Высокое содержание тяжелых металлов в шламах автомобилестроения и отходах стекла гальванических процессов привело к интенсификации формирования механически и химически более прочной структуры. Производство этих материалов экономически привлекательно за счет использования бесплатного сырья или дополнительной оплаты компаний за использование опасных промышленных отходов.

Однако наиболее значительным влиянием этого исследования является устойчивая экологическая эффективность благодаря возможностям:

- 1) нейтрализации двух типов опасных отходов с предотвращением загрязнения природы и производством экологически чистой керамики;
- 2) сокращение разрушения природы за счет большого количества карьеров по добыче традиционных строительных материалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. APPENDINO P. ET AL. Production of glass-ceramic bodies from the bottom ashes of municipal solid waste incinerators, J. Eur. Ceram. Soc. 2004. Vol. 24. P. 803–810.
2. ASAVAPISIT S., CHOTKLAND D. Solidification of electroplating mud using alkali-activated pulverized fuel ash as cementitious binder, J. Cem. Concr. Res. 2004. P. 349–53.

ТАБЛИЦА 8.

Сравнение значений растворимости и выщелачивания металлов из ШАП и керамики 4 с бразильскими санитарными нормами, после спекания при 950°C

Элементы	Растворимость			Выщелачивание		
	[16]	ШАП	Керам, 4	[16]	ШАП	Керам, 4
Al	0,2	2148	0,1	0,2	1528	0,1
Cd	0,005	<0,28	< 0,001	0,005	<0,28	< 0,001
Pb	0,01	83,56	< 0,1	0,01	98,24	< 0,1
Cu	2,0	66,39	<0,005	2,0	69,95	<0,005
Cr	0,05	135,16	<0,01	0,05	141,75	<0,01
Sn	–	417,38	<0,01	–	507,51	<0,01
Fe	0,3	27,54	<0,05	0,3	16,76	<0,05
Mn	0,1	7,374	0,01	0,1	4552	0,01
Zn	–	28,075	< 0,002	–	19073	< 0,002
Ba	0,7	38,12	< 0,001	0,7	41,64	< 0,001
Ni	0,2	8352	0,06	–	5,572,85	0,06

Примечание: «–» означает, что предел содержания этих элементов еще не установлен в бразильских нормах NBR [16]

3. BAI J. ET AL. Preparation of foam glass from waste glass and fly ash, *J. Mat. Lett.*, 2014. Vol. 136. P. 52–54.
4. BALATON V.T. ET AL. Incorporation of Galvanic Solid Wastes in Mass Red Ceramic, *Ceramic Industry Magazine*, Senai/San Paulo, 2002.
5. BARRETO L.S.S. ET AL. Reuse of ornamental rock-solid waste for stabilization and solidification of galvanic solid waste: Optimization for sustainable waste management strategy, *J. Clean. Prod.* 2020. Vol. 275. P. 122996. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122996>
6. BASEGIO T.M. ET AL. Environmental Aspects of the Use of Tannery Mud as Raw Materials for Ceramics Red. Proceedings of the 45th Brazilian Congress on Ceramics. Florianópolis, SC, Brazil. 2001.
7. CASAGRANDE M.N. Effect of the addition of fire-clay and semi-vitrified materials on the physical behavior of bulk ceramic of pavement. Dissertation in Materials Science and Engineering, Federal University of Santa Catarina, Florianopolis, Brazil, 2002.
8. CASTRO T.M. Solidification/Stabilization of textile mud for manufacturing of ceramic acoustic blocks. Study of compression resistance and water absorption. Dissertation. UEM, Maringa, Brazil, 2010.
9. CIOFFIA R. ET AL. Environmental and technological effectiveness of a process for the stabilization of a galvanic mud, *J. Hazard. Mater.* 2002. Vol. 89. P. 165–75.
10. JORDÁN M.M. ET AL. Application of sewage mud in the manufacturing of ceramic tile bodies. *J. App. Clay Sci.* 2005. Vol. 30. P. 219–224.
11. KOBAYASHI Y., KATO E. Low-Temperature Fabrication of Anorthite Ceramics, *J. American Ceramic Society.* 1994. Vol. 77. P. 833–834. <https://doi.org/10.1111/j.1151-2916.1994.tb05373>.
12. KOŁODYŃSKA D. ET AL. Evaluation of possible use of the macroporous ion exchanger in the adsorption process of rare earth elements and heavy metal ions from spent batteries solutions, *J. Chem. Eng. Proc. Proc. Intens.* 2020. Vol. 147. P. 107–767. <https://doi.org/10.1016/j.cep.2019.107767>
13. KUNZ A., ET AL. New trends in the treatment of textile effluents *New Chemistry.* 2002. Vol. 25. P. 78–82.
14. MYMRIN V. ET AL. Red clay application in the utilization of paper production sludge and scrap glass to fabricate ceramic materials. *J. Appl. Clay Sci.* 2015. Vol. 107. P. 28–35.
15. NBR 15270-3, Flexion resistance strength and water adsorption measurements of ceramic bricks, Rio de Janeiro, Brazil, 2005.
16. NBR 10004, Solid wastes: classification. Rio de Janeiro, Brazil. 2004.
17. OZDEMIR I., YILMAZ S. Processing of unglazed ceramic tiles from blast furnace slag, *J. Mat. Proc. Tech.*, 2007. Vol. 183. P. 13–17.
18. VENTURI ET AL. The thermal stability of sideronatrite and its decomposition products in the system $\text{Na}_2\text{O}-\text{Fe}_2\text{O}_3-\text{SO}_2-\text{H}_2\text{O}$, *J. Phys. Chem. Minerals* 40.

2013. P. 659. DOI: 10.1007/s00269-013-0601-9

19. VIDYA Y.S., LAKSHMINARASAPPA B.N. Preparation, characterization, and luminescence properties of orthorhombic sodium sulphate, *J. Phys. Res. Intern.* 2013. P. 641–631. <https://doi.org/10.1155/2013/641631>

REFERENCES

1. APPENDINO P. ET AL. Production of glass-ceramic bodies from the bottom ashes of municipal solid waste incinerators, *J. Eur. Ceram. Soc.* 2004; 24:803–810.
2. ASAVAPISIT S., CHOTKLAND D. Solidification of electroplating mud using alkali-activated pulverized fuel ash as cementitious binder, *J. Cem. Concr. Res.* 2004;349–53.
3. BAI J. ET AL. Preparation of foam glass from waste glass and fly ash, *J. Mat. Lett.*, 2014;136:52–54.
4. BALATON V.T. ET AL. Incorporation of Galvanic Solid Wastes in Mass Red Ceramic, *Ceramic Industry Magazine*, Senai/San Paulo, 2002.
5. BARRETO L.S.S. ET AL. Reuse of ornamental rock-solid waste for stabilization and solidification of galvanic solid waste: Optimization for sustainable waste management strategy, *J. Clean. Prod.* 2020; 275:122996. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122996>
6. BASEGIO T.M. ET AL. Environmental Aspects of the Use of Tannery Mud as Raw Materials for Ceramics Red. Proceedings of the 45th Brazilian Congress on Ceramics. Florianópolis, SC, Brazil. 2001.
7. CASAGRANDE M.N. Effect of the addition of fire-clay and semi-vitrified materials on the physical behavior of bulk ceramic of pavement. Dissertation in Materials Science and Engineering, Federal University of Santa Catarina, Florianopolis, Brazil, 2002.
8. CASTRO T.M. Solidification/Stabilization of textile mud for manufacturing of ceramic acoustic blocks. Study of compression resistance and water absorption. Dissertation. UEM, Maringa, Brazil, 2010 (In Portuguese).
9. CIOFFIA R. ET AL. Environmental and technological effectiveness of a process for the stabilization of a galvanic mud, *J. Hazard. Mater.* 2002;89:165–75.
10. JORDÁN M.M. ET AL. Application of sewage mud in the manufacturing of ceramic tile bodies. *J. App. Clay Sci.* 2005;30:219–224.
11. KOBAYASHI Y., KATO E. Low-Temperature Fabrication of Anorthite Ceramics, *J. American Ceramic Society.* 1994;77:833–834. <https://doi.org/10.1111/j.1151-2916.1994.tb05373>.
12. KOŁODYŃSKA D. ET AL. Evaluation of possible use of the macroporous ion exchanger in the adsorption process of rare earth elements and heavy metal ions from spent batteries solutions, *J. Chem. Eng. Proc. Proc. Intens.* 2020;147:107–767. <https://doi.org/10.1016/j.cep.2019.107767>
13. KUNZ A., ET AL. New trends in the treatment of textile effluents *New Chemistry.* 2002;25:78–82.

14. MYMRIN V. ET AL. Red clay application in the utilization of paper production sludge and scrap glass to fabricate ceramic materials. J. Appl. Clay Sci. 2015;107:28–35.
15. NBR 15270-3, Flexion resistance strength and water adsorption measurements of ceramic bricks, Rio de Janeiro, Brazil, 2005. (In Portuguese).
16. NBR 10004, Solid wastes: classification. Rio de Janeiro, Brazil. 2004. (In Portuguese).
17. OZDEMIR I., YILMAZ S. Processing of unglazed ceramic tiles from blast furnace slag, J. Mat. Proc. Tech., 2007;183:13–17.
18. VENTURI ET AL. The thermal stability of sideronatrium and its decomposition products in the system $\text{Na}_2\text{O}-\text{Fe}_2\text{O}_3-\text{SO}_2-\text{H}_2\text{O}$, J. Phys. Chem. Minerals 40. 2013:659. DOI: 10.1007/s00269-013-0601-9
19. VIDYA Y.S., LAKSHMINARASAPPA B.N. PREPARATION, CHARACTERIZATION, AND LUMINESCENCE PROPERTIES OF ORTHORHOMBIC SODIUM SULPHATE, J. PHYS. RES. INTERN. 2013:641–631. [HT-TPS://DOI.ORG/10.1155/2013/641631](https://doi.org/10.1155/2013/641631)

В.А. МЫМРИН, К.К. КАРВАЛЬЕ,
Ф.Г. ПАССИГ, Ж.Э. ФИЛЬЕ, Р.Э. КАТАЙ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ
ФОРМИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ
КЕРАМИКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПАСНЫХ
ОТХОДОВ ГАЛЬВАНИКИ И АВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ

Мымрин Всеволод Анатольевич,
д.г.-м.н., профессор Федерального технологического университета, г. Куритиба

☎ тел.: (55-41) 3232-2568,
e-mail: seva6219@gmail.com

Карина К. Карвалье (Karina Q. Carvalho),
к.н., профессор Федерального технологического университета, г. Куритиба

☎ e-mail: karina@gmail.com

Фернандо Г. Пассиг (Fernando H. Passig),
к.н., профессор Федерального технологического университета, г. Куритиба

☎ e-mail: fhpassig@utfpr.edu.br

Жоао Э. Филье (Joao E. A. Filho),
к.н., профессор Федерального технологического университета, г. Куритиба

☎ e-mail: joaofiho@utfpr.edu.br

Родриго Э. Катай (Rodrigo E. Catai),
к.н., профессор Федерального технологического университета, г. Куритиба

☎ e-mail: catai@utfpr.edu.br

☎ г. Куритиба, штат Парана, Бразилия, 4900, ул. депутат Гейтор Аленкар Фуртадо, кампус Куритиба, CEP: 81280-340 – Эковилле
Federal University of Technology, Parana, Brazil, 4900, Deputado Heitor Alencar Furtado Str., Campus Curitiba, CEP: 81280-340 – Ecoville