

УДК 622.276.654

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

В.И. Токарев, А.А. Ахмет, А.К. Гарифов

Статья освещает один из методов увеличения нефтеотдачи пласта, опыт его применения, включая мировой, и проектирование разработки (с применением геолого-гидродинамической модели) с обустройством опытного участка с учетом особенностей метода. В статье будет подробно рассмотрен опыт применения метода на месторождении К.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, слабосцементированные коллекторы, внутривластовое горение, метод увеличения нефтеотдачи.

Увеличение потребности в энергии и связанные с этим экологические проблемы вызвали рост интереса к методам повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому были проведены серьезные исследования, посвященные выяснению вклада этих методов в увеличение мировой добычи нефти. Сегодня термические методы увеличения нефтеотдачи, помимо методов заводнения, рассматриваются как единственная реализуемая на промышленном уровне альтернатива.

Одним из таких методов является метод внутривластового горения, которому посвящена данная статья.

Сущность внутривластового горения (далее – ВПГ) – создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счет экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом воздуха. При этом используется энергия, получаемая при сжигании тяжелых фракций нефти (кокса), которые и поддерживают горение.

Процесс начинают с инициирования горения в нагнетательной скважине с помощью различных нагревательных устройств: газовых горелок, электронагревателей и т.п. После воспламенения пласта переходят к закачке в нагнетательную скважину воздуха для поддержания и продвижения к добывающим скважинам фронта горения.

Добавление воды (непрерывно или циклами) при определенном соотношении улучшает эффективность теплопереноса в пласте. Данная модификация ВПГ носит название «влажное внутривластовое горение» (далее – ВВГ). В итоге образуются обширные зоны прогрева в виде зон пара и горячей воды. Значения водо-воздушного

отношения (ВВО) при котором происходит перенос из области фронта горения в область впереди него находится в диапазоне 0,001-0,005 м³/м³.

Опыт внедрения внутривластового горения на м. К

Добыча нефти на месторождении началась в 1980 г. Инициирование горения осуществлялось электронагревателями мощностью 24 кВт.

Процесс испытания внутривластового горения осуществлялся на участке, включавшем 3 блока. Согласно проектно-му документу, разработка данного участка предусматривалась методом внутривластового горения в сочетании с заводнением ВВГ на блоках 1, 2; разработка на блоке 3 велась методом «сухого» ВПГ.

Побочные эффекты от применения ВПГ

Основные трудности при реализации ВПГ связаны с образованием стойких эмульсий, прорывом газов горения и воздуха в добывающие скважины и коррозией подземного и наземного оборудования.

Анализ выполненных КРС показал, что ремонты в основном связаны с восстановлением работоспособности нагнетательного фонда скважин. Причинами, непосредственно влиявшими на работу фонда, стали высокие температуры в процессе инициирования горения, вследствие чего происходило обгорание оборудования и смятие эксплуатационной колонны.

Основными причинами (более 60%) ремонтов в добывающих скважинах стал высокий вынос песка, что не было вызвано непосредственно применением ВПГ.

Другим отрицательным моментом при ВПГ является процесс низкотемпературного окисления нефти в пласте [1–3]:

- после прохождения низкотемпературной тепловой волны в пласте остаются значительные – до 50% – количества нефти в виде неподвижного коксоподобного остатка;
- при низкотемпературном окислении нефти происходит значительное увеличение ее вязкости и образование стойких эмульсий, а также загудронивание пласта.

На м. К процесс низкотемпературного окисления на значительной площади промысла ВВГ был вызван значительным отставанием темпов нагнетания воздуха. Кроме того, по ряду скважин в разное время по техническим причинам допускались длительные перерывы или значительные ограничения в нагнетании окислителя после инициирования горения, а последующий запуск проводился без повторного инициирования. Помимо вышеуказанных причин, по ряду скважин были закачаны

значительные объемы окислителя до создания процесса ВПГ.

Не менее важная проблема при ВПГ – нейтрализация газов горения. При реализации процесса ВПГ из добывающих скважин вместе с жидкостью извлекается большое количество газообразных продуктов. В их состав, помимо азота (N_2), остаточного кислорода (O_2) и двуокиси углерода (CO_2), могут также входить продукты термического крекинга нефти, такие как окись углерода (CO), двуокись серы (SO_2), сероводород (H_2S) и другие токсические вещества.

Основными загрязнителями окружающей среды при ВПГ являются углеводороды (далее – УВ) и окислы азота. Источниками выбросов на промысле являются скважины, оборудование площадок групповых замерных установок (далее – ГЗУ), насосы, емкости хранения и резервуары.

Состав попутного газа в первые 6–10 мес эксплуатации характеризовался содержанием компонентов, приведенным в табл. 1. В дальнейшем отмечалось снижение содержания углеводородов на 10% и увеличение доли азота.

Таблица 1. Компонентный состав попутного газа на пилотном участке

Наименование компонента	Содержание, % моль		
	Первые 6-10 мес	До 3-х лет эксплуатации	Более 3-х лет эксплуатации
Двуокись углерода (CO_2)	15	14,2	14
Кислород (O_2)	1,2	2	2
Азот (N_2)	48	58	68
Метан (CH_4)	35	25	15,8
Окись углерода (CO)	0,8	0,8	0,77
Водород (H_2)		0,003	0,03

Анализ состава газов на пилотном участке показал, что состав газа неоднороден и по углеводородной составляющей колеблется в пределах 5–70%.

Из-за колебаний состава и расхода попутных технологических газов, а также с целью термического обезвреживания возможных примесей H_2S эти газы дожигались в факелах, которые были оборудованы при каждой ГЗУ. Из-за негорючести части попутных газов (низкого содержания УВ составляющей) для обеспечения горения факелов в них подавался природный газ [2].

Анализ зарубежного опыта показал наличие схожих проблем. Так, при анализе процесса ВПГ на площади Хорасаны м. Балаханы-Сабунчи-Раманы (Азербайджан)

отмечалось, что поступающие в скважины из пласта газы горения снижали коэффициент наполнения насосов и эффективность их работ. Прорывы газов были зафиксированы уже через 3–6 мес после инициирования горения. Подобные явления отмечались и при реализации процесса ВПГ на м. Павлова Гора (Россия), Бельвью, Санта-Валлей (США), Плойдминстер (Канада) [1, 2].

Технологическая эффективность

Анализ процесса горения показал, что его влияние сказывается на работе практически всех окружающих добывающих скважин. Реакция на процесс подтверждается наличием углекислого газа в продукции добывающих скважин.

Еще одним признаком реакции скважин на процесс горения является рост устьевых давлений по добывающим скважинам. Они начинают реагировать на закачку воздуха ростом устьевых давлений в диапазоне 0,5–1,5 МПа через 1–1,5 мес после начала закачки воздуха в близлежащие нагнетательные скважины. При прорыве газообразных продуктов горения к забоям добывающих скважин устьевые давления возрастают до 3,0 МПа.

Процесс горения привел к росту содержания газообразных продуктов в добываемой жидкости. До начала процесса содержание их по скважинам на 1 т добытой нефти не превышало 10 м³/т, влияние процесса привело к увеличению содержания до 50–250 м³/т и более. С ростом газового фактора происходило постепенное изменение состава добываемого газа. Вместо нефтяного газа, представленного в основном метаном, постепенно шло увеличение содержания углекислого газа и азота при снижении количества метана. Кислород, содержащийся в закачиваемом воздухе, почти полностью расходовался в процессах окисления нефти. Выход его в газообразных продуктах находился в пределах 0–25%.

Анализ газа показал, что количество углекислого газа в начальный период течения процесса незначительно, что связано с его растворением в нефти. В последующем количество углекислого газа возросло до 12–15%, что соответствует средним значениям, характерным для процесса внутрипластового горения, и состав газообразных продуктов горения стабилизировался. Присутствие углекислого газа, как правило, фиксировалось в тех скважинах, где на устье отмечалось повышение давления и увеличение газозвудушного фактора.

Таким образом, 3 параметра – рост давления на устье скважин, увеличение газозвудушного фактора и появление в газообразной продукции углекислого газа – указывают на наличие процесса горения в пласте.

Проведенные исследования показали, что процесс ВПГ привел не только к увеличению дебита скважин, но и увеличению их продуктивности. Увеличение дебита и продуктивности реагирующих скважин

может объясняться снижением вязкости пластовой нефти за счет ее прогрева и растворения в ней углекислого газа, содержащегося в продуктах горения, и увеличения работающей толщины пласта.

Так, увеличение начальной пластовой температуры на 2–3°C уже ведет к снижению вязкости пластовой нефти на 30–50 мПа*с. Увеличение же работающей толщины пласта подтверждается материалами исследования, проведенного методом потокометрии. Если для скважин участка, не входивших в пилотные блоки, коэффициент охвата не превышал 0,30 д. ед., то по реагирующим скважинам пилотного участка он достигал 0,4–0,55 д. ед. и выше. Наблюдался рост средних коэффициентов охвата по годам и, как следствие, увеличение реагирующих скважин в объеме исследованных скважин (1985 г. – 0,31, 1986 г. – 0,37, 1987 г. – 0,41, 1988 г. – 0,43 д. ед.).

Следствием всего вышеперечисленного стало увеличение средних дебитов нефти скважин в зоне реагирования до 9 т/сут и более против 2–3 т/сут по скважинам, расположенным вне зоны горения.

Анализ пластового давления по площади промысла показывал, что в районе, где сосредоточено значительное количество скважин, на которых реализуется процесс ВПГ, образовалась зона с пластовым давлением, на 1–1,2 МПа меньшим, чем в краевых зонах.

Данное явление объясняется следующими факторами:

- во-первых, газовая фаза (воздух) является мобильным, весьма подвижным агентом, быстро расходуемым через сеть добывающих скважин и в силу этого неспособным эффективно поддерживать пластовое давление на уровне первоначального;
- во-вторых, процесс горения ведет к накоплению тепла в пласте и снижению вязкости нефти, что при неизменном темпе закачки воздуха приводит к снижению давления на устье нагнетательных скважин (4,2–5,6 МПа против 3,6–4,6 МПа), а с ним и пластового давления в области активного протекания процесса горения.

В табл. 2 приведены технологические показатели технологии ВПГ за весь период применения по блокам.

Таблица 2. Технологические показатели по блокам промысла ВВГ

Участки	Срок испытания, лет	КИН, %	Средняя ННТ, м	Баланс. запасы, тыс. т*	Годовой темп отбора от НИЗ, %	Обв.,%
ВГ (Б3)	13	20	6	1361	2–3	24–46
ВВГ (Б2)	14	32	10	1215	3–5	40–60
ВВГ (Б1)	15	40	9	2036	2–4	40–60

Обозначения:

ВГ – внутрипластовое горение,

ВВГ – влажное внутрипластовое горение,

ННТ – нефтенасыщенная толщина

*для подсчета КИН запасы были взяты по контуру реагирующих скважин блоков (участков)

Анализ применения технологии ВПГ показал, что всего за 13–15 лет применения внутрипластового горения достигнута высокая степень выработки запасов (от 20 до 40%).

По пилотному участку в среднем 70% текущей выработки приходится на период реализации технологии ВПГ (13–15 лет) и лишь 30% на последующий период закачки воды (более 23 лет).

Мировой опыт применения внутрипластового горения

Метод внутрипластового горения получил довольно широкое распространение

в мире как один из наиболее эффективных, но при этом довольно сложных методов добычи трудноизвлекаемых запасов нефти.

Ниже приведены краткие сведения о реализации технологии ВПГ на двух месторождениях, схожих по основным геолого-физическим параметрам с м. К, на одном из которых технология ВПГ была реализована после закачки пара.

Для сравнения результатов реализации технологии ВПГ основные технологические параметры были сведены в табл. 3.

Таблица 3. Технологические параметры наиболее известных работ по применению ВПГ

Параметр	Мидвэй Сансет	Хончиан	м. К
$H_{общ}/H_{эфф}$, м/м	150/39	8,2/6,4	26/9,5
Глубина залегания, м	640–820	525	250–500
Пористость, %	36	25	33
Начальная нефтенасыщенность, %	75	65	60–72
Проницаемость, мД	1575	676	500–1500
Пластовая температура, °С	52	23,9	27
Начальное пластовое давление, атм	59	27	39,5
Плотность, г/см ³	0,97	0,939	0,94
Вязкость, сПз	110	9000–12000	300–541
Давление нагнетания, атм	50	30–50	50–60
Объем нагнетания на 1 скважину, м ³ /ч	1200		200–700
Водо-воздушное отношение, 10 ⁻³ м ³ /м ³	0		1–3
Конечная нефтеотдача пласта, %	45	52	до 40
Воздухонефтяной фактор, м ³ /м ³	550		843

Поскольку на м. К применение технологии началось на начальной стадии разработки (высокая нефтенасыщенность, низкая обводненность), ниже будет подробно рассмотрен процесс применения технологии на пилотном участке м. Хончиан, на котором применение технологии началось после применения паротеплового воздействия.

Месторождение Хончиан (Блок Н1)

расположено на территории района Синьцзян, Китайская Народная Республика. Блок Н1 является примером успешной реализации ВПГ в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи после закачки пара [4].

Коллекторы приурочены к отложениям юрского периода, представляют собой

слабосцементированный песчаник с пористостью 0,25 и проницаемостью 0,72 мкм². Глубина залегания пластов составляет 550 м. Начальное пластовое давление – 6,1 МПа, температура – 23°C. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8,2 м. Коэффициент начальной нефтенасыщенности – 0,65 д. ед. Нефть месторождения тяжелая (0,94 г/см³) и вязкая (9000–12000 мПа*с).

С 1991 г. разработка участка велась с применением паротепловых обработок (далее – ПТОС), после чего закачка пара начала осуществляться непрерывно. В

1999 г. разработка стала нерентабельной из-за высокой обводненности, вследствие чего добыча на участке была прекращена. Нефтеотдача на конец применения ПТОС составила 0,26 д. ед. за счет перехода на постоянную закачку пара прирост КИН составил 0,05 д. ед.

В течение первых 6–10 мес происходило вытеснение вторичной воды газами горения, обводненность оставалась на прежнем уровне – ~99%. По мере продвижения нефтяного вала содержание воды падало и стабилизировалось на уровне 70% [4].

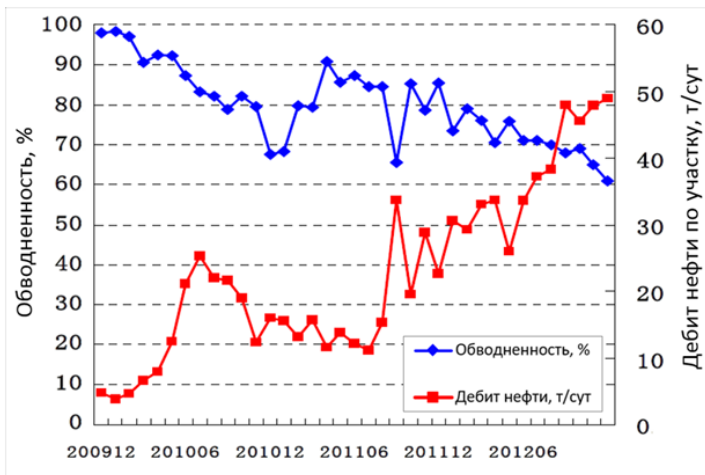


Рисунок 1. Динамика дебита нефти и обводненности опытного участка ВПГ м. Хончиан

По состоянию на 01.01.2013 г. суточная добыча нефти на участке составляла 49 т/сут (рис. 1), закачка воздуха по блоку – 100 тыс. м³/сут, ВНО – 2200 м³/м³. На конец 2017 г. КИН на участке опытно-промышленного испытания (далее – ОПИ) ВПГ составил 0,52 д. ед. За 8 лет разработки методом ВПГ добыто 94 тыс. т. Ожидаемый КИН составляет 0,65 д. ед.

Месторождение Мидуэй Сансет (Блок 23) расположено на юге штата Калифорния, США. Данный проект подобно предыдущему является примером успешной реализации ВПГ в условиях наличия вторичной воды в пласте после закачки пара. Залежи приурочены к отложениям неогенового периода на глубине 450 м. Пластовая температура перед началом ОПИ составляла 43–54°C (элементы 154

и 156), 93–149°C (элемент 153), давление на уровне 0,14 МПа. Пористость 32–35%. Проницаемость 500–2500 мД. Начальная нефтенасыщенность 0,50–0,70. На момент начала ОПИ нефтенасыщенность составляла 0,57–0,48, водонасыщенность – 0,24–0,45. Плотность нефти – 0,992 г/см³, вязкость – 1630 мПа*с.

Участки скв. 154, 156 и 153 расположены обособленно друг от друга на участке Блок 23 и образуют пятиточечные элементы заводнения (рис. 2). Скважины бурились с учетом условий разработки термическими методами. Все 12 реагирующих скважин к моменту начала горения были подвержены неоднократным ПТОС. К моменту перевода скважин под закачку воздуха КИН на участке составлял 0,14 д. ед.

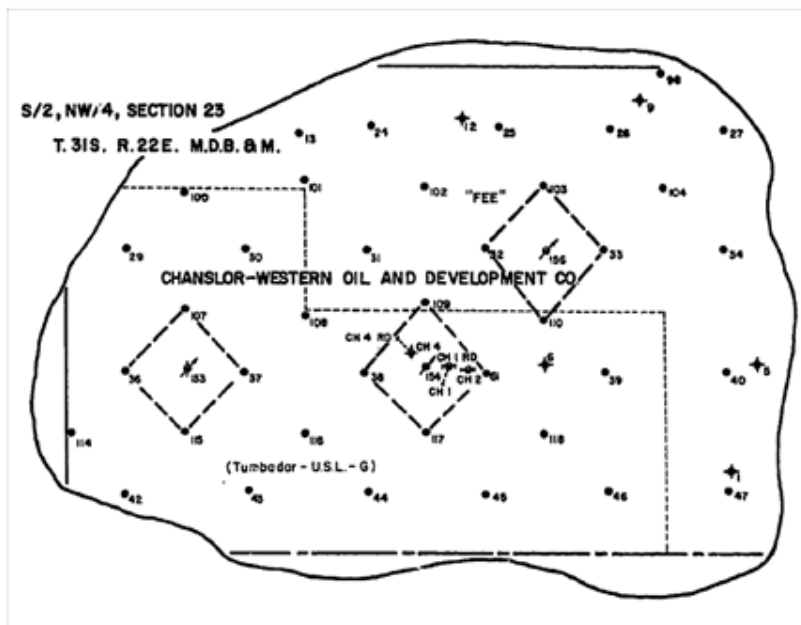


Рисунок 2. Расположение опытных участков (элементов) на участке Блок 23

В целях разогрева пласта перед началом закачки воздуха в июле 1972 г. в скв. 154 было закачано 318 т пара. Анализ попутных газов выявил признаки горения в пласте уже спустя неделю после начала закачки воздуха. В течение первых 8 мес шло наращивание суточного объема закачки воздуха, после чего значение было зафиксировано на уровне 34 тыс. м³/сут с давлением закачки 0,45 МПа. На графике,

представленном на рис. 3, видно, что первые 4 мес закачки воздуха сопровождаются ростом дебита нефти. Максимальный прирост суточной добычи по элементу 154 составил 25,4 т/сут. В июле 1975 г. по причине неисправности компрессора закачка была прекращена. Замеры, выполненные на забое добывающих скважин, показали температуру ~118°C, в нагнетательной скв. 154 – 123°C.

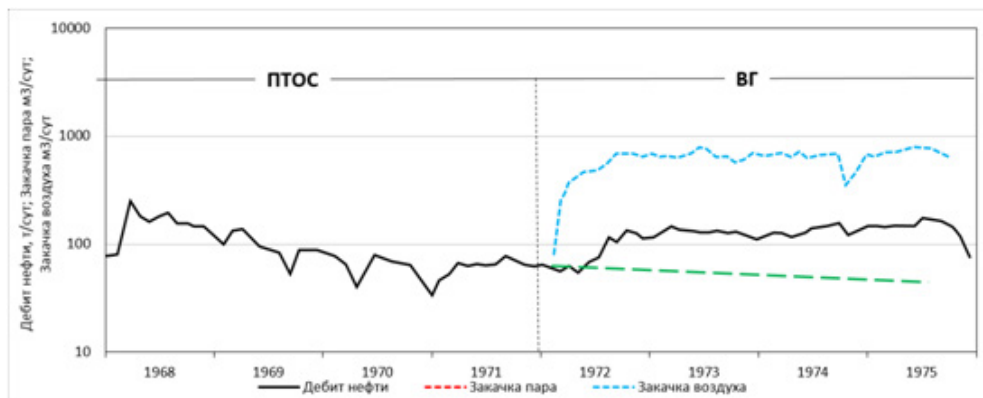


Рисунок 3. Динамика добычи нефти и закачки воздуха, скв. 154

Аналогичная процедура инициирования, с таким же объемом закачанного пара, как в случае скв. 154, была осуществлена в скв. 156 в июле 1973 г., после чего сразу же началась закачка воздуха.

Самовозгорание в пласте зафиксировано в течение первой недели. В первые 6 мес шло наращивание закачки воздуха, после чего значение было зафиксировано на уровне 31 тыс. м³ с давлением закач-

ки 0,49 МПа. Неисправность компрессора, возникшая в июле 1975 г., привела к отключению двух остальных скважин. Закачка в скв. 156 была возобновлена в следующем месяце благодаря замене компрессора на компрессор с мощностью, вдвое меньшей мощности предыдущего. Как следует из

рис. 4, прирост суточной добычи нефти относительно тренда при ПТОС варьировался от 0,8 до 11,1 т/сут. Замеры, выполненные на забое добывающих скважин, показали в среднем температуру 121°C, в нагнетательной скв. 156 – 104°C.

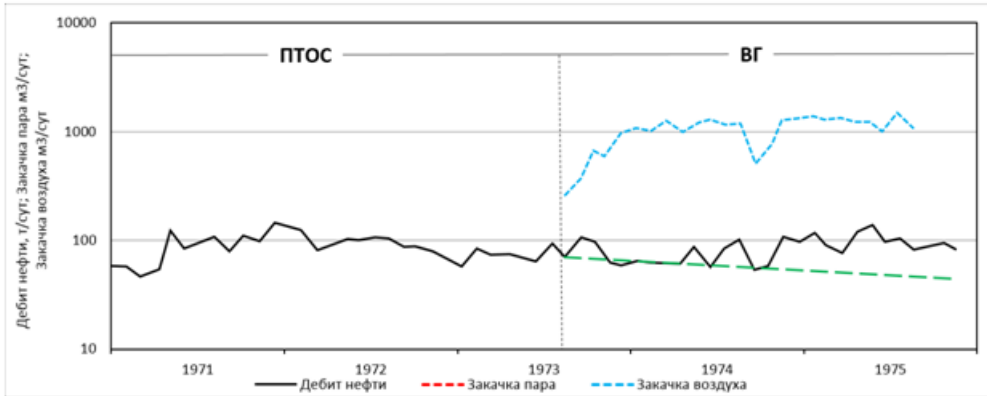


Рисунок 4. Динамика добычи нефти и закачки воздуха, скв. 156

На скв. 153 закачка пара началась в ноябре 1969 г. и шла непрерывно около 4 лет, после чего в августе 1973 г. была начата закачка воздуха. Расход воздуха увеличивался в течение первых 6 мес, после чего значение было зафиксировано на уровне 31 тыс. м³ с давлением закачки 0,25 МПа. Как следует из графика, представленного на рис. 5, объем добычи нефти, приходящийся на период ВПГ, примерно соответствует уровню добычи

при постоянной закачке пара. Поскольку реагирующие скважины неоднократно подвергались ПТОС во время закачки воздуха, эффект от ВПГ выделить невозможно. Температуры, замеренные на забое этих скважин, показывают те же значения, что и до начала закачки воздуха (~107°C).

Анализ скважин, расположенных за границами элементов, также показал увеличение их добычи после начала закачки воздуха на 0,2–0,8 т/сут.

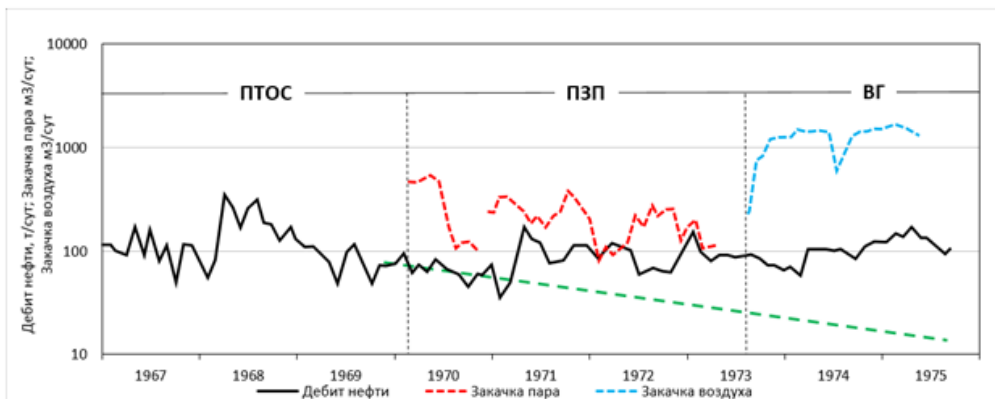


Рисунок 5. Динамика добычи нефти и закачки воздуха, скв. 153

Таким образом, на м. Мидуэй Сансет и Хончиан применение технологии ВПГ является эффективным. Каждый из этих проектов получил высокую экономическую

и социальную оценку. Опыт применения технологии на м. Хончиан подтвердил возможность реализации ВПГ после закачки пара.

Проектирование разработки технологии внутрипластового горения

Для оценки технологических показателей разработки с применением технологии ВПГ необходимо построение гидродинамической модели (далее – ГДМ), которая, наряду с расчетами фильтрации флюидов через пористую среду, позволит воспроизвести реакции, проходящие в пласте при закачке воздуха, их влияние на фазовое состояние и свойства насыщающих пласт флюидов. Построение такой модели происходит в несколько этапов (рис. 6).

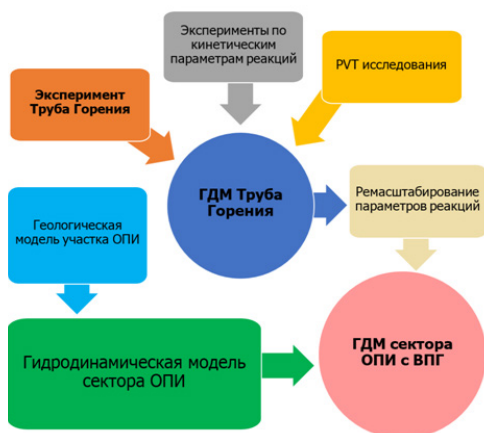


Рисунок 6. Этапы построения геолого-гидродинамической модели сектора с применением технологии ВПГ

Экспериментальная часть

Результатом проведения экспериментов является получение энергии активации и фактора частоты, используемых затем в уравнении Аррениуса:

$$k(T) = A * e^{-Ea/RT} \quad (1)$$

которое устанавливает зависимость константы скорости k химической реакции от температуры T , где:

Ea – энергия активации,

T – температура,

A – фактор частоты (предэкспоненциальный множитель).

Эксперимент на **дифференциальном сканирующем калориметре** (рис. 7) проводится с равномерным нагревом образца при постоянной подаче воздуха с регистрацией выделения тепла (энтальпии). Эксперимент проводится при различных давлениях в камере с образцом и различных темпах нагрева образца.

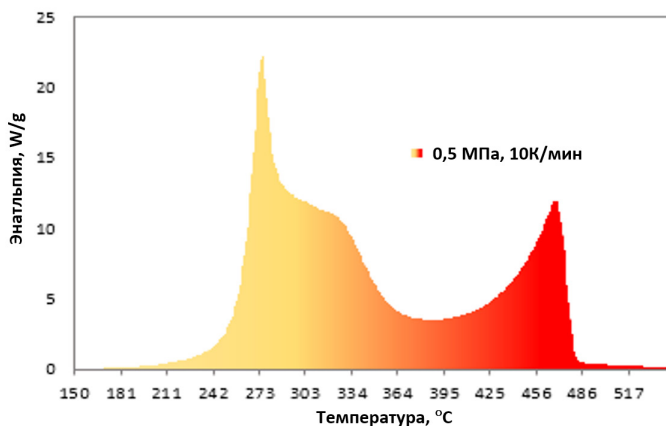


Рисунок 7. Результаты эксперимента на дифференциальном сканирующем калориметре под давлением

По результатам проведения эксперимента были получены значения энергии активации (Ea) для высоко- и низкотемпературных зон окисления, а также фактор частоты (A) для каждой из зон.

Суть эксперимента на **адиабатическом реакционном калориметре** заключается в пошаговом повышении температуры (рис. 8) с переходом в адиабатические условия при темпе саморазо-

грева системы выше установленной величины ($0,02^{\circ}\text{C}/\text{мин}$), которое продолжается до тех пор, пока скорость саморазогрева не будет меньше $0,02^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ или при до-

стижении системой максимальной температуры (500°C) прибора. При проведении эксперимента фиксируются давление и температура.

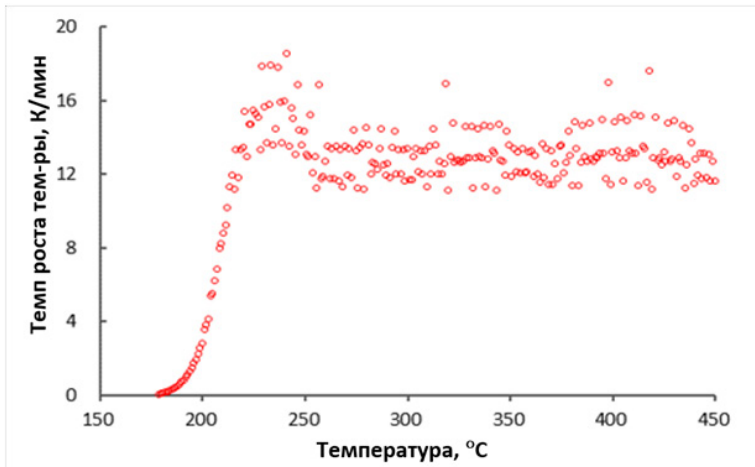


Рисунок 8. Проведение эксперимента на адиабатическом реакционном калориметре

В результате проведения эксперимента также было получено значение энергии активации.

При проведении эксперимента на термогравиметрическом анализаторе

(рис. 9) происходит равномерный нагрев образца (образец находится в камере, наполненной воздухом) с постоянной регистрацией массы образца.

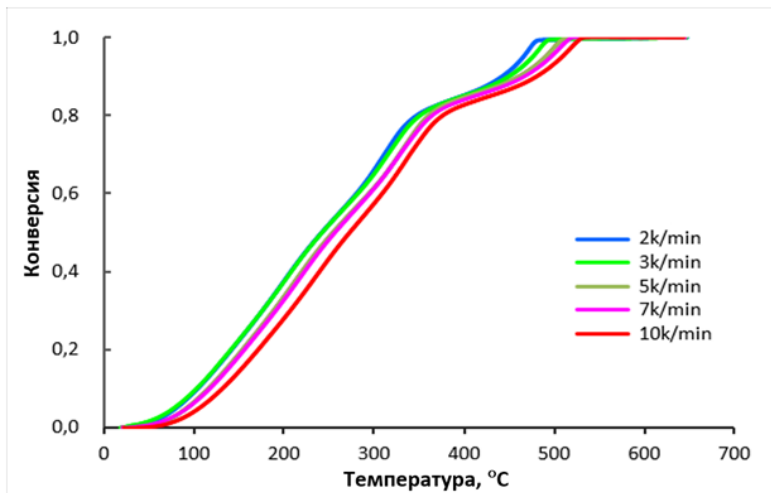


Рисунок 9. Результаты эксперимента на термогравиметрическом анализаторе

В результате интерпретации 5 экспериментов с разным темпом нагрева образца был получен параметр активации по высокотемпературным реакциям.

Исследования на трубе горения

Целями проведения эксперимента трубы горения являются:

1) подтверждение возможности получения стабильного фронта горения в пластовых условиях при текущем давлении и насыщении пласта;

2) настройка модели химических превращений для дальнейшего использования в ГДМ ВПГ сектора ОПИ.

Труба горения представляет из себя металлический цилиндр внутренним диаметром 5 см и длиной 115 см, по всей длине которого с интервалом в 6 см расположены термокомпенсаторы, служащие

для моделирования пластовых условий, и термодатчики, фиксирующие температуру. На рис. 10 представлена принципиальная схема трубы горения.

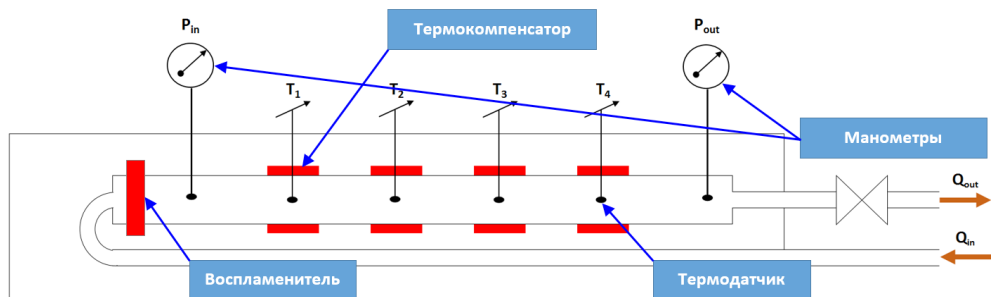


Рисунок 10. Принципиальная схема трубы горения

Стандартная процедура эксперимента по трубе горения включает в себя следующие этапы:

- 1) набивка песком/породой, фракциями, которые обеспечивают заданный диапазон пористости/проницаемости;
- 2) формирование заданной водо- и нефтенасыщенности образца;
- 3) создание заданных термобарических условий;
- 4) установка постоянного уровня закачки азота;
- 5) подогрев подаваемого азота до температуры 500°C воспламенителем;
- 6) по достижении 500°C на первой термопаре происходит переключение с закачки азота на воздух с дальнейшим мониторингом признаков начала реакции (падение концентрации O_2 , рост концентрации

CO_2 , CO , а также рост температуры выше температуры воспламенителя);

7) по мере продвижения фронта горения начинается работа термокомпенсаторов;

8) при получении стабильного процесса горения воспламенитель отключается, закачка воздуха продолжается без предварительного нагрева.

При проведении эксперимента фронт горения (далее – ФГ) сформировался в 25 см от входа в модель. При прохождении ФГ термодатчики фиксировали температуру. Температура на ФГ изменялась в диапазоне от 470 до 500°C (рис. 11), скорость продвижения ФГ составляла ~28,75 см/ч, что позволило сделать выводы о возможности реализации технологии ВПГ и получить дополнительные параметры для управления реакцией горения.

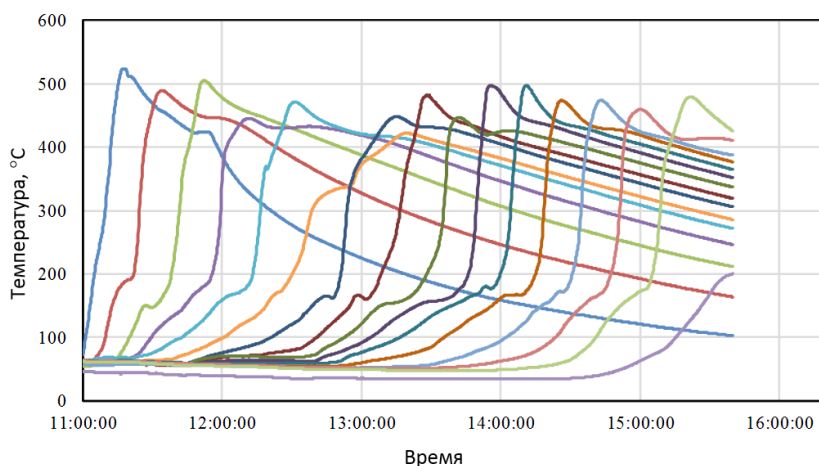


Рисунок 11. Показания термодатчиков при прохождении ФГ

После этого была построена композиционная ГДМ по эксперименту трубы горения, в которую были интегрированы все данные проведенных ранее экспериментов. Далее приводится описание компонентов, использованных при создании модели трубы горения (далее – ТГ).

Параллельно с ГДМ ТГ была подготовлена геологическая модель участка ОПИ, на основе которой была построена гидродинамическая модель сектора с последующей адаптацией для уточнения фильтрационно-емкостных свойств и расчета текущего состояния пласта (распределение насыщения, давления и температуры).

После этого в ГДМ сектора ОПИ была добавлена модель химических превращений (далее – МХП) из ГДМ ТГ для настройки процесса ВПГ. При переносе МХП в

ГДМ сектора участка ОПИ было проведено ремасштабирование параметров реакций для учета размерности сетки.

По завершении вышеперечисленных этапов на основе ГДМ были рассчитаны прогнозные показатели технологических показателей разработки по 6 вариантам:

- вариант 1 – закачка пара;
- вариант 2 – закачка горячей воды;
- варианты 3–6 – реализация технологии ВПГ с различным темпом нагнетания воздуха – 10000, 20000, 30000 и 40000 м³/сут/скв.

Результаты расчетов показали, что наиболее выгодным с технологической точки зрения является **вариант 5** – реализация технологии ВПГ с темпом закачки воздуха 30000 м³/сут/скв (рис. 12), как обеспечивающий наиболее высокий КИН (53%).

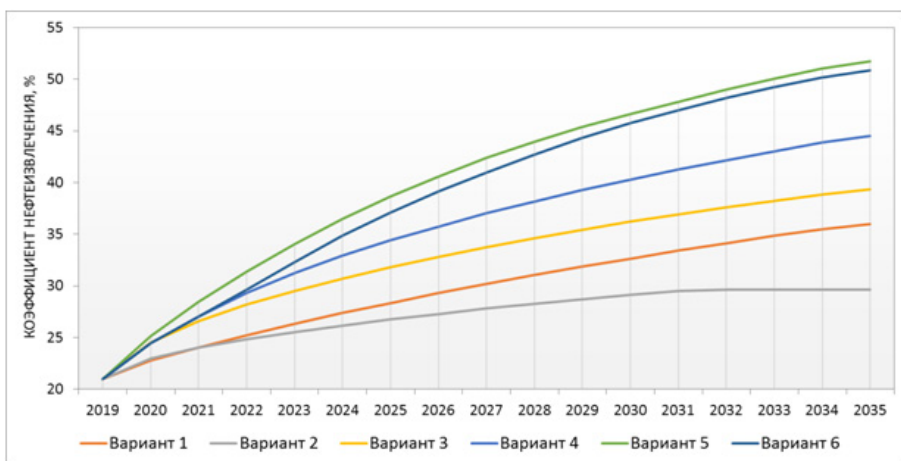


Рисунок 12. Сравнение КИН по различным технологическим вариантам разработки

Выводы

Анализ применения технологии ВПГ показал, что за 13–15 лет при на м. К достигнута высокая степень выработки запасов (от 20 до 40%).

По пилотному участку в среднем 70% текущей выработки приходится на период реализации технологии ВПГ (13–15 лет) и лишь 30% на последующий период закачки воды (более 23 лет).

Кроме того, технология ВПГ выгодно отличается от заводнения темпом отбора и обводненности.

Для подтверждения эффективности технологии на поздних стадиях разработки был проанализирован опыт применения ВПГ на месторождениях аналогах, схожих

по геолого-физическим характеристикам и физико-химическим свойствам с м. К. Так, на пилотном участке м. Хончиан по результатам применения ВПГ на 01.01.2017 г. коэффициент нефтеизвлечения составил 52%. Ожидаемый потенциальный КИН по пилотному участку м. Хончиан составляет 65%. Стоит отметить, что технология ВПГ реализовывалась после паротеплового воздействия и достижения практически 100% обводненности пластов.

Основные сложности применения ВПГ связаны с отсутствием надежных технических средств контроля над распространением фронта горения и доступных средств управления, высокой коррозионной активностью как в добывающих, так и

нагнетательных скважинах, низкотемпературным окислением нефти.

Рассчитанные на основе секторной геолого-гидродинамической модели прогнозные показатели разработки позволяют сделать вывод о высокой эффективности технологии ВПГ: потенциальный КИН составляет ~53%.

Учитывая вышеприведенные обстоятельства, технология ВПГ, несмотря на сложность реализации и контроля, является высокоэффективным средством повышения нефтеотдачи пластов.

Список использованной литературы

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1989, 422 с.
2. Антониади Г.Д., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар, «Советская Кубань», 2000, 464 с.
3. Сагындиқов А., Мурзағалиев А. Исследование физико химии внутрипластового горения. – Алма Ата, КМНТЦ, 1990.
4. Guan Wenlong, Xi Changfeng, Huangjihong. «Fire flooding technologies in post steam injected heavy oil reservoir: a successful example of CNPC». – SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013, № SPE-165436-MS. <https://doi.org/10.2118/165436-MSSPE> Journal, 2013.

ТҮТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙЛЫ КЕН-ОРНЫНДА ҚАБАТТАҒЫ ЖАНУ ТӘСІЛІН ҚОЛДАНУДЫ НЕГІЗДЕУ

В.И. Токарев, Ә.А. Ахмет, А.К. Гарифов

Бұл мақалада әлемдік және сынақ үлескілерінде гидродинамикалық модельдерді (GGDM) пайдалана отырып, кен-орнын игеруді жобалау және оны жайғастыру барысында қойнауқат мұнай-бергіштігін арттыру тәсілін қолданудағы пайдалану ерекшеліктері мен шарттары туралы баяндалған.

Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, әлсіз-байланысқан өткізгіш қабаттар, қабат-ішіндегі жану, мұнай-бергіштікті арттыру тәсілі.

JUSTIFICATION FOR APPLICATION OF IN-SITU COMBUSTION METHOD AT HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS

V.I. Tokarev, A.A. Akhmet, A.K. Garifov

The article describes one of the methods of enhancing oil recovery, the experience of its application, including global, and the design of the development (using 3D reservoir simulation) with the arrangement of the pilot area, taking into account the peculiarities of the method.

Keywords: high-viscosity oil, weakly cemented reservoirs, in-situ combustion, enhanced oil recovery method.

Информация об авторах

Токарев Виталий Иванович – эксперт службы разработки, tokarev_v@kaznipi.kz.

Ахмет Әнес Абайұлы – эксперт службы разработки, akhmet_a@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

Гарифов Айдар Камилович – консультант по разработке a.garifov@niikmg.kz.

DeGolyer & MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан