

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВО-УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

В. П. Балин, В. Н. Бородкин, А. М. Брехунцов, М. Д. Смышляева, С. В. Садовский
(ОАО "СибНАЦ"),
С. Б. Гаджиев
(ЗАО "Роспан Интернешнл")

Ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны, приуроченные к низам меловых отложений, являются перспективными объектами нефтегазодобычи. Особенностью месторождений являются большая глубина залегающих продуктивных пластов, аномально высокие пластовые давления (АВПД) и температуры (АВПТ), низкая проницаемость песчано-алевритистых коллекторов.

Ново-Уренгойское месторождение содержит трудноизвлекаемые запасы газоконденсата с высоким содержанием стабильного конденсата (305 г/м³), связанные с глубокозалегающими сложнопостроенными коллекторами ачимовских отложений — клиноформа БП₁₄Ач₁₅ (пласт Ач₃₋₄)*. По сейсмогеологическим данным, клиноформа состоит из серии линзовидных песчано-алевритовых пластов [1, 2].

Месторождение введено в промышленную разработку в 1996 г. на основании проекта ОПЭ ачимовской толщи Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского газоконденсатных месторождений. Разработку месторождений осуществляет ЗАО "Роспан Интернешнл".

Залежь пласта Ач₃₋₄ в пределах Ново-Уренгойского лицензионного участка представляет собой литологически экранированную ловушку, ограниченную по основному контуру линией глинизации с открытыми границами на севере и юге. Продуктивный пласт вскрыт на абсолютных отметках -3504...-3588 м; размеры продуктивного участка 26 × 13 км, средневзвешенная газонасыщенная толщина составляет 33,9 м при изменении по скважинам от 8,6 до 49,4 м. По данным ГИС, средневзвешенные значения пористости и проницаемости отложений составляют 16,2 % и 2,9·10⁻³ мкм², соответственно. В объеме залежи преобладают низкопроницаемые и тонкослойные коллекторы, что подтверждают следующие цифры: доля коллекторов с $K_{пр} \leq 1 \cdot 10^{-3}$ мкм² составляет 55 %, $K_{пр} = 1 \dots 5 \cdot 10^{-3}$ мкм² — 30 %, $K_{пр} \geq 5 \cdot 10^{-3}$ мкм² — 15 %; коллекторы толщиной до 1 м составляют 33 %, толщиной 2...3 м — 47 %, толщиной более 4 м — 20 %. Начальное пластовое давление по

На основе геолого-гидродинамического моделирования освоения одного из участков ачимовских отложений проведена оценка выработки запасов газа и конденсата при использовании различных конструкций добывающих скважин, различных режимов их работы и размещении на площади с учетом газонасыщенных толщин.

Based on geological hydrodynamic development-process modeling for one of the Achimov reservoir zone, the estimation of gas and condensate recovery, using different producing-well designs, different modes of their operation and spacing on the area with due regard for gas saturated thicknesses, is performed.

залежи принято равным 56,8 МПа. Продуктивность залежи охарактеризована результатами испытаний 19 скважин, резко отличающихся по производительности: максимальные дебиты скважин изменяются в интервале 7,21...686 тыс. м³/сут, абсолютно свободные дебиты в интервале 41...801 тыс. м³/сут.

Проектным документом предусматривалось размещение скважин по площадной семиточечной системе (расстояние между забоями 1000 м), кустовое бурение газоконденсатного фонда скважин с субгоризонтальным (пологим) входением в пласт (75°) и получением входных дебитов при оптимальных сценариях вскрытия и освоения пласта на уровне 450 тыс. м³/сут. Рабочая депрессия на пласт не должна превышать 20 МПа, падение производительности скважин рекомендовалось компенсировать применением методов интенсификации притока газа из пласта.

На 01.01.2002 г. проект реализован частично. Добывающий фонд скважин месторождения на эту дату составил 11 ед. (проект — 43), из них четыре скважины введены в работу из поисково-разведочного фонда, семь скважин пробурены по утвержденной схеме. Накопленная добыча сухого газа (конденсата) составила 16,4 % (12,5 %) от проекта. Средний дебит скважин по газу сепарации и стабильному конденсату — 239,8 тыс. м³/сут (проект — 336 тыс. м³/сут) и 30,7 т/сут, соответственно. Накопленные отборы по скважинам изменяются по газу сепарации в пределах 11,6...428,7 млн м³, составляя в среднем 184,3 млн м³; по конденсату от 2,5 до 100,5 тыс. т, в среднем 36,9 тыс. т. Отборы газа на единицу падения пластового давления изменяются в интервале 4,72...8,59 млн м³/МПа.

К основным причинам невыполнения проектных решений в области добычи газоконденсата относятся отставание в темпах разбуривания месторождения, низкая производительность и нестабильная работа эксплуатационного фонда скважин ($K_{экспл.} = 0,31 \dots 0,62$).

Входные дебиты скважин варьируют в интервале 47...368 тыс. м³/сут при рабочей депрессии 30...40 МПа. Входной дебит по скважинам с вертикальным вскрытием пласта составляет в среднем 168 тыс. м³/сут

* Индекс по балансу запасов.

($Q_{a.c} = 41...801$ тыс. $m^3/сут$); по скважинам с субгоризонтальным вскрытием пласта — 278 тыс. $m^3/сут$ ($Q_{a.c} = 177...377$ тыс. $m^3/сут$). Расчетные значения абсолютно свободного дебита свидетельствуют о низкой производительности всего фонда скважин и более высоком уровне загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) субгоризонтальных скважин.

В целях интенсификации добычи на 6 скважинах проведен гидроразрыв пласта (ГРП) с закачкой 7,3...25,5 т пропана. По результатам гидроразрыва пласта (рис. 1) производительность скважин возросла в 2,5 раза, средний дебит скважин увеличился со 157 до 387 тыс. $m^3/сут$. Средний рабочий дебит субгоризонтальных скважин после ГРП достиг 460 тыс. $m^3/сут$ (рис. 1), что соответствует проектному уровню входного дебита при более высоких депрессиях.

Реализованная система обустройства месторождения не рассчитана на поддержание проектного устьевого давления ($P_y = 21...30$ МПа) и рабочих депрессий. После подключения скважин в шлейф происходит стремительное снижение устьевых давлений до 10...12 МПа, что соответствует рабочему давлению шлейфа. Существующий режим дренирования залежи приводит к многократному увеличению объема зон ретроградной конденсации в пласте; определяет высокий уровень пластической деформации отложений в ПЗП и пластовых потерь стабильного конденсата; вызывает резкое снижение производительности скважин, непродолжительность технологического эффекта от ГРП.

Это подтверждают следующие показатели: среднегодовой дебит газа по месторождению снизился с 322 до 240 тыс. $m^3/сут$; производительность пологих скважин понизилась с 450 до 265 тыс. $m^3/сут$ (рис. 2), вертикальных — с 270 до 220 тыс. $m^3/сут$; среднемесячный дебит по скважинам с ГРП снизился с 390 до 191 тыс. $m^3/сут$, немногим не достигнув своей первоначальной величины. По результатам замеров на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) отмечено резкое снижение выхода стабильного конденсата после подключения скважин в шлейф с 350 до 230 $г/м^3$ при его потенциальном содержании в пластовой системе 305 $г/м^3$.

Объяснить проблемы текущего состояния разработки залежи, провести прогнозные расчеты поведения скважин и пластов оказалось возможным при наличии петрофизической модели пород-коллекторов, фильтрационной модели пластов и призабойной зоны скважин.

На современном уровне изученности залежи проведено фацимальное районирование продуктивных пластов на зоны конуса выноса и межконусного пространства. В пределах зон конуса выноса преобладают однородные, межзерновые коллекторы с рассеянным глинистым и глинисто-карбонатным цементом (8,0...9,5 %); на периферии залежей отложения глинизируются (содержание цемента 15...20 %) и представлены переслаиванием тонкозернистых коллекторов с глинами при толщине прослоев от десятых до сотых долей метра.

По материалам промыслово-геофизических ис-

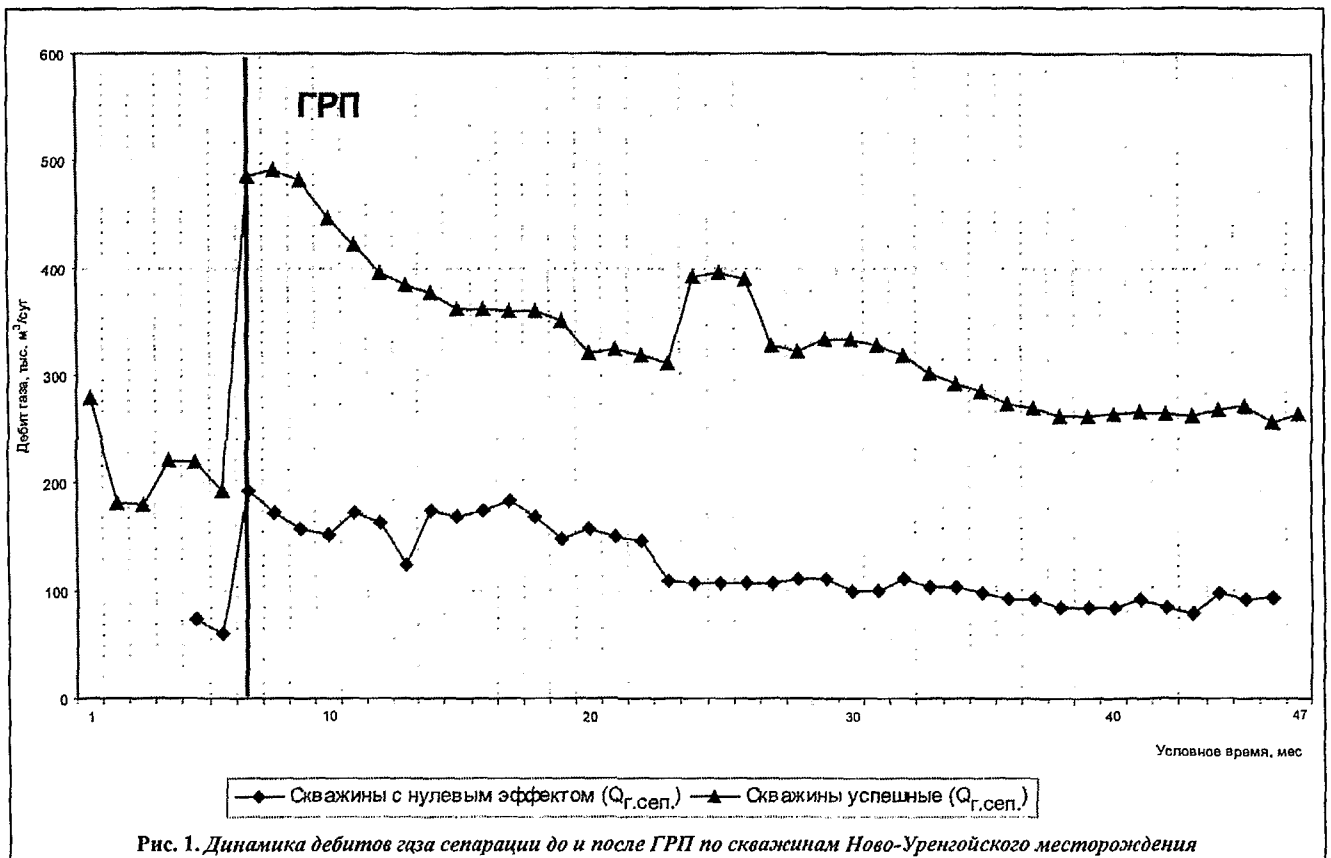


Рис. 1. Динамика дебитов газа сепарации до и после ГРП по скважинам Ново-Уренгойского месторождения

следований (ГИС) пласты характеризуются следующими параметрами. В зоне конуса выноса, ограниченной изобахитой 30 м, продуктивный горизонт максимально опесчанивается ($K_{\text{песч.}} = 0,5$, $K_{\text{расч.}} = 15$, $h_{i \text{эф.}}^{\text{CP}} = 3,6$ м), средневзвешенная по разрезу скважин проницаемость отложений изменяется в интервале $1,0 \dots 12,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², составляя в среднем $4,6 \cdot 10^{-3}$ мкм². На периферии залежи пласт глинизируется ($K_{\text{песч.}} = 0,2$, $K_{\text{расч.}} = 6,7$, $h_{i \text{эф.}} = 2,8$ м), проницаемость вскрытых бурением отложений снижается до $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Анализ банка данных лабораторных петрофизических исследований ачимовских отложений показал, что первичная пористость в породах-коллекторах ачимовской толщи Уренгоя имеет резко подчиненное значение. Главное значение в формировании эффективного пустотного пространства этого района имеют вторичные коллекторы, образовавшиеся в результате постседиментационных процессов. К ним относятся трещины и поры растворения, выщелачивания, доломитизации, флюидоразрывов, перераспределения минерального объема, метасоматоза и др. Преобладание в объеме залежи коллекторов порового типа и в основном VI класса коллекторов (<1,0 мД, по А.А. Ханину) обусловлено мелко-тонкообломочным фракционным составом пород-коллекторов, преобладающим развитием микропор размерами 0,05...0,5 мм, высоким содержанием цемента (8...10 %).

Установлено, что наибольшим распространением в ачимовской толще характеризуется гидрослюдисто-хлоритовый и карбонатный цемент. При этом породы с карбонатностью в пределах 3...5 % имеют более

высокую проницаемость, чем породы с карбонатностью меньше 2...3 %. Причины появления аномальных зон проницаемости (образования зон трещиноватости) объясняются изменением физических свойств коллекторов. Породы из пластичных переходят в хрупкие и в случае проявления тектонических процессов способны создавать зоны раскалывания, по трещинам которых образуются проницаемые зоны.

Регион месторождений Уренгоя в позднеолигоцен-неогеновое время испытывал значительные поднятия, амплитуда которых составляла на различных участках от 100...150 до 350...400 м.

Сформированные в зонах максимальной деструкции трещинные системы и смешанные коллекторы поддерживались существующим гидродинамическим режимом залежей (АВПД). Многими исследованиями отмечена закономерная приуроченность зон АВПД к области с повышенной трещиноватостью. Причем в керне из интервалов АВПД наблюдалась трещиноватость глинистых пород не только по поверхностям отдельности, но и секущая трещиноватость в различных направлениях.

По результатам геолого-петрофизических исследований в коллекторах ачимовской толщи выделено две системы трещин: субвертикальная и латеральная. Первая характеризуется трещинами тектонического происхождения, пересекающими литологические разности в крест простирания, и отличается выдержанной направленностью. Она наблюдалась по керну, в шлифах и штуфах. Максимальная толщина субвертикальных зон трещиноватости (по данным 70



Рис. 2. Динамика дебитов газа сепарации по Ново-Уренгойскому месторождению до и после подключения в шлейф

скважин Уренгоя) не превышает 1,0 м, чаще всего до 20...30 см. Выход керна в этих зонах мелкообломочный, галечниковый, редко шламовый.

Латеральная (флюидодинамическая) трещиноватость приурочена к границам раздела различных слоев (тектоническим обломкам, элементам текстур и др.) и представляет собой систему капилляров, микро- и макротрещин, образующих извилистые и спутанные системы трещиноватости, играющие огромную роль в миграции УВ флюидов.

Особенно интенсивное дробление пород наблюдается по керну в зонах пересечения горизонтальной и вертикальной систем трещин.

Из всего сказанного выше следует, что недоучет трещиновой составляющей при определении фильтрационных свойств ачимовских коллекторов занижает их проницаемость минимум на порядок, а скорее всего на два-три.

По данным Лаборатории физики пласта, исходя из соотношения раскрытости трещин и поперечного сечения полостей пор, была проведена классификация коллекторов клиноформы БП₁₄Ач₁₅ (пласта Ач₃₋₄) на поровые, трещинные и смешанные (порово-трещинные). Доля трещинно-пустотного пространства от общей пористости в двух последних классах коллекторов составляет соответственно 10...90 и 10...50 %.

По этим данным построена карта прогнозного распространения коллекторов различного типа, отражающая развитие в восточной части Ново-Уренгойского месторождения смешанных коллекторов.

Присутствие по данным сейсморазведки в пределах разрабатываемой площади малоамплитудных нарушений и наличие трещинно-поровых сред позволяют объяснить высокую производительность эксплуатационного фонда скважин и текущие пластовые потери стабильного конденсата за счет стремительного снижения пластового давления по хорошо развитой тектонической системе макротрещин.

Анализ результатов газодинамических исследований скважин в пределах лицензионного участка показал их несостоятельность для решения задач идентификации гидродинамической модели продуктивного пласта из-за низкой разрешающей способности приборов типа манометр глубинный (МГН), недостаточной продолжительности времени наблюдений. В пределах зоны разбуривания сложную трещинно-поровую природу продуктивных коллекторов подтверждают ступенчатая форма КВД по трем скважинам, накопленные данные о поведении скважин и пластов, эффективность или неэффективность проводимых геолого-технических мероприятий.

По результатам обобщения геолого-промысловых и исследовательских работ в ОАО "СибНАЦ" предложены три гидродинамические модели продуктивных коллекторов (В.К. Федорцов): поровые; трещинно-поровые с преобладающей субвертикальной естественной трещиноватостью; трещинно-поровые с горизонтальной трещиноватостью, равномерно ори-

ентированной во всех направлениях [3]. Для выявления ареала развития выделенных типов коллекторов и обоснования их потенциальной продуктивности необходимо провести представительные газогидродинамические исследования по существующему и вновь пробуренному фонду скважин.

Анализ производительности добывающего фонда скважин с небольшим S -фактором показал реальную возможность получения входных дебитов на уровне 450 тыс. м³/сут при условии совершенного вскрытия и субгоризонтального профиля забоя скважины (скв. 2-10-02, Восточно-Уренгойское месторождение) или 600 тыс. м³/сут при условии внедрения эффективных технологий ГРП (скв. 1-13-02, 463, Ново-Уренгойское месторождение).

В ОАО "СибНАЦ" на основе приближенных геологической и газогидродинамической моделей рассмотрены варианты разработки ачимовских отложений Ново-Уренгойского месторождения, предусматривающие интенсивное освоение запасов газоконденсата с применением прогрессивных технологий строительства скважин и методов интенсификации притока из пласта.

Анализ работы добывающего фонда скважин месторождения и результаты различных вариантов газодинамического моделирования выявили определяющую роль высоких темпов отбора газа в начальный период разработки для достижения наиболее высокого коэффициента извлечения конденсата (КИК) по ачимовским отложениям.

При интенсивных отборах газа закрытый режим ловушек, низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов, литологическая неоднородность отложений определяют стремительную динамику снижения пластового давления в зонах отбора, при этом повышенное содержание конденсационной (10 г/м³) воды, разница в проницаемости между высокопроводящими трещинами и матрицей пластов работают на повышение уровня ретроградной конденсации пластовой системы залежи. Пластовая система в течение 12 лет выходит на режим ретроградного испарения с выносом стабильного конденсата из пласта менее 133 г/м³. Учитывая значительные потери конденсата по неохваченной разработкой периферии месторождений, во главу поставлены задача равномерного снижения пластового давления по площади (разрезу) залежи и максимальный охват пласта дренированием. Для этих целей проведено моделирование нескольких вариантов разработки с различными темпами отбора газа (3,5...4,0 %) за счет изменения конструкции забоя скважин, определяющей увеличение производительности газоконденсатного фонда скважин, и различной плотности сетки.

По результатам моделирования проведена дифференциация газового фонда по производительности, зависящей главным образом от средней проницаемости разреза пласта и удельных запасов газа. Проектный фонд скважин размещен в пределах изопахиты 20 м и вскрывает различные фациальные зоны зале-

жи. При этом в области развития смешанных коллекторов при средней проницаемости пласта более $4...5 \cdot 10^{-3}$ мкм² (центральная зона конуса выноса) продуктивность отложений позволяет поддерживать производительность скважин в районе 600 тыс. м³/сут. Технологический режим работы менее производительного фонда определяют потенциальная продуктивность пласта и динамика снижения пластового давления в зоне отбора. Наиболее оптимальный режим работы указанного фонда скважин был получен при ограничении производительности в пределах низкопродуктивных зон залежи ($K_{пр.} \leq 2 \cdot 10^{-3}$ мкм²) дебитом 200 тыс. м³/сут, среднепродуктивных ($K_{пр.} = 2...4 \cdot 10^{-3}$ мкм²) уровнем дебита 350...400 тыс. м³/сут.

Возможность поддержания столь высокой производительности газового фонда опирается на внедрение новых технологий строительства скважин, изменение принципов разработки залежи с учетом развития трещинно-поровых коллекторов, внедрение технологии системного проведения ГРП в максимально возможном числе добывающих скважин.

Один из методов интенсификации добычи на месторождении — изменение конструкции забоя скважин на горизонтальное. Результаты моделирования с размещением по разнопродуктивным зонам высокотехнологичных скважин показали низкую эффективность их бурения в низкопродуктивных зонах залежи ($K_{пр.} \leq 2 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Бурение горизонтальных скважин в зонах развития высокопродуктивных коллекторов позволяет повысить производительность газового фонда до 700 тыс. м³/сут.

В результате авторами проведены технологические расчеты по трем вариантам разработки месторождения системой наклонно направленных скважин при различной плотности их размещения по площади залежи.

Вариант 1. Добывающий фонд — 118 скважин. Плотность сетки 100 га/скв. Кроме разведочных скважин 104 добывающие скважины вводятся из бурения и имеют конструкцию субгоризонтального окончания ствола. Рабочий дебит скважин в пределах наиболее продуктивных зон залежей прогнозируется на уровне 600 тыс. м³/сут.

Вариант 2. Модернизированный 1-й вариант с изменением отборов газа за счет разрежения сетки скважин в зоне конуса выноса до 150 га/скв. (в пределах изопакиты 40 м). Добывающий фонд — 103 скважины, производительность скважин сохранена в соответствии с базовым вариантом.

Вариант 3. Интенсифицированный 2-й вариант с изменением конструкции забоя 12 высокопродуктивных скважин на горизонтальное вскрытие пласта и повышением входного дебита газа до 700 тыс. м³/сут.

Схема размещения добывающих скважин приведена на рис. 3.

Во всех вариантах предусмотрены одинаковые режимы работы скважин: рабочая депрессия 25 МПа, ограничение входного дебита по низко- и среднепро-

изводительному фонду скважин на уровне 200 и 350...400 тыс. м³/сут, соответственно. Все варианты предполагают применение новых технологий строительства скважин, изменение сценария освоения скважин, корректировку технологического режима работы скважин в соответствии с гидродинамической моделью вскрытого бурением пласта.

Основные технологические показатели разработки Ново-Уренгойского месторождения по различным вариантам представлены в таблице.

Сравнение основных технологических показателей разработки по вариантам.
Ново-Уренгойское месторождение (пласт Ач₃₋₄)

Показатели разработки	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Максимальный уровень добычи газа сепарации, млрд м ³	8,38	7,36	7,65
Темп отбора газа	4,03	3,54	3,69
Максимальная годовая добыча стабильного конденсата, млн т	1,42	1,27	1,31
Фонд скважин	118	103	103
Накопленные отборы газа сепарации за 25 лет, млрд м ³	139,57	135,2	140,32
Накопленные отборы газа сепарации на 1 скважину, млрд м ³	1,18	1,31	1,36
Накопленные отборы стабильного конденсата за 25 лет, млн т	22,02	21,58	22,18
Накопленные отборы стабильного конденсата на 1 скважину, млн т	0,187	0,212	0,217
в том числе гориз./многоств.	—	—	12
Отбор газа за 25 лет, %	67,22	65,13	67,59
Текущий КИК за 25 лет, %	38,29	37,53	38,58
Пластовое давление начальное, МПа	56,8	56,8	56,8
Пластовое давление на конец расчетного периода, МПа	16,5	17,6	16,3
Отбор газа за 40 лет, %	76,95	76,45	77,49
Текущий КИК за 40 лет, %	41,31	42,92	43,46

При сопоставлении технологических показателей базового и "разуплотненных" вариантов разработки отмечается явное преимущество последних в отношении достижения более высокой конденсатоотдачи по залежи месторождения. Незначительное преимущество наиболее интенсивного 3-го варианта по отношению к варианту 2, скорее всего, связано с некоторой условностью геолого-гидродинамической модели залежи (неполное отражение неоднородности отложений и внутривпоровых процессов), отсутствием знаний о реальной производительности высокотехно-

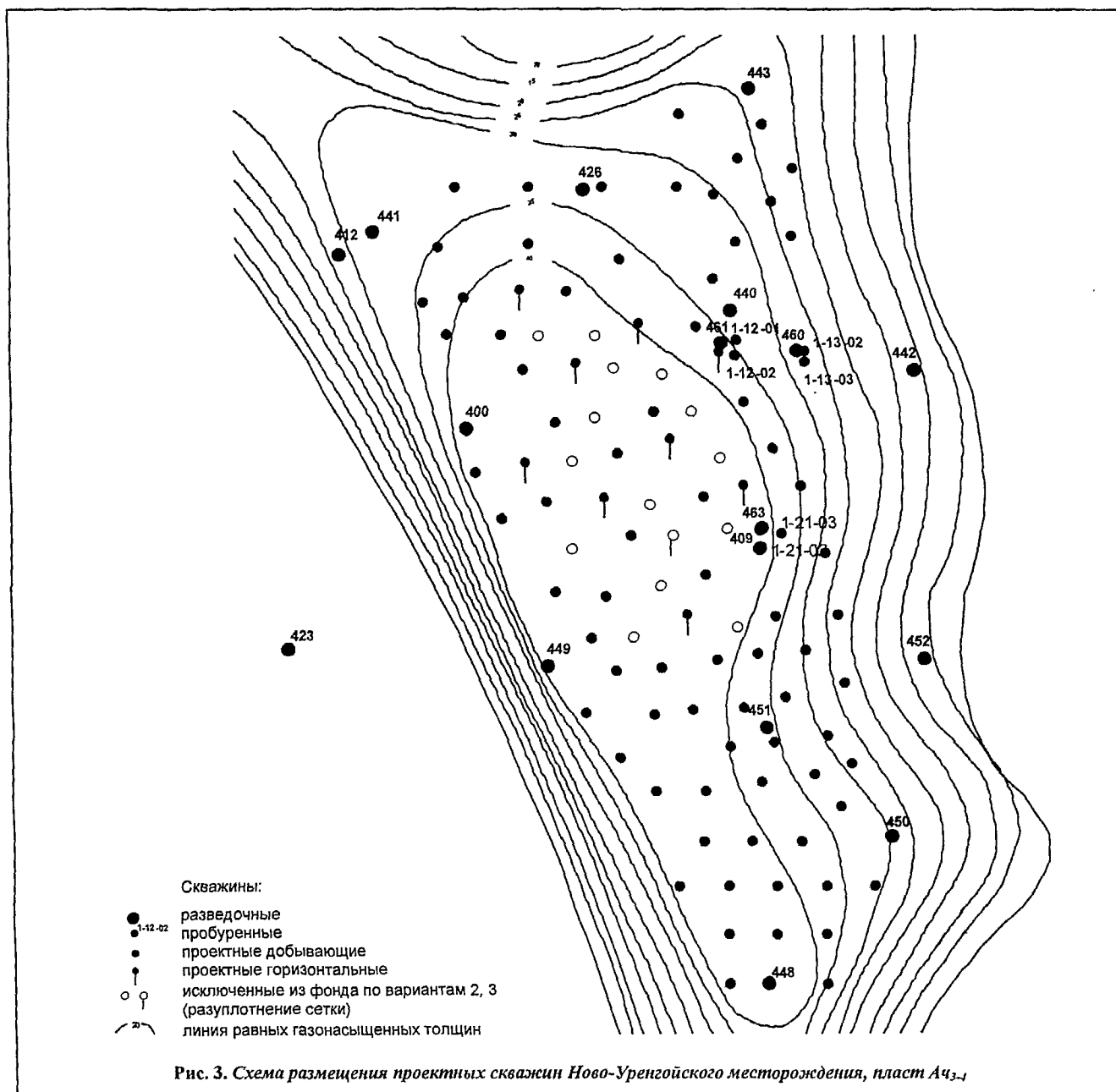
логичных скважин в различных фациальных зонах пласта.

Результаты моделирования вариантов разработки месторождения показали, что одним из основных направлений повышения конденсатоотдачи пласта является увеличение темпов отбора газа за счет повышения производительности скважин до уровня потенциальной продуктивности трещинно-порового пласта.

Основной объем добычи стабильного конденсата по залежи в рамках варианта 1 обеспечивают высокопродуктивные (41,8 %) скважины, составляющие 19,5 % от газового фонда месторождения. Средний входной дебит (рис. 4, 5) конденсата (газа сепарации) составляет 202 т/сут (600 тыс. м³/сут), накопленные отборы — 400 тыс. т (2,5 млрд м³). Фонд скважин, пробуренный в средне- (19,5 %) и низкопродуктив-

ных (61 %) зонах залежи, вносит следующий вклад в общую добычу стабильного конденсата по месторождению: среднепродуктивные скважины обеспечивают 23,1 % накопленной добычи по залежи, входной дебит конденсата (газа) — 127 т/сут (400 тыс. м³/сут), накопленные отборы на 1 скважину — 221 тыс. т (1,49 млрд м³); низкопродуктивные скважины добывают 35,1 % стабильного конденсата за расчетный период, входной дебит конденсата (газа) составляет 56 т/сут (185 тыс. м³/сут), накопленные отборы на 1 скважину — 107 тыс. т (0,65 млрд м³).

Разрежение плотности сетки в центральной высокопродуктивной части залежи (варианты 2, 3) привело к перераспределению объемов добычи по группам скважин при общем увеличении накопленной добычи УВ на 1 скважину от 15 % (низкопродуктивная группа) до 20...25 % (средне- и высокопродуктивная груп-



пы) как результат более равномерного дренирования разнопродуктивных зон залежи.

В рамках вариантов 2, 3 основные показатели по объемам добычи УВ имеют следующий характер. На долю высокопродуктивных скважин (13,6 % фонда по залежи) приходится 32,7...32,8 % от общей добычи стабильного конденсата по пласту, при этом накопленные отборы конденсата (газа сепарации) на 1 скважину возросли до 502...518 тыс. т (2,99...3,42 млрд м³). По остальным группам скважин произошло увеличение объемов добычи в долевом выражении до 26,8...26,6 % по среднепродуктивным (19,5 % фонда) и 40,5...39,4 % по низкопродуктивным (67 % фонда)

скважинам. Накопленные отборы на 1 скважину конденсата (газа) по среднепродуктивной группе увеличились до 287,5...294,0 тыс. т (1,91...1,92 млрд м³), по низкопродуктивной до 126,1...125,8 тыс. т (0,8...0,78 млрд м³).

На основании технологических расчетов предпочтение вызывает вариант 3, позволяющий наиболее эффективно проводить промышленную разработку месторождения при минимальных пластовых потерях конденсата на периферии залежи и повысить конденсатоотдачу пласта на режиме истощения пластовой энергии до 43,5 %.

Основные проблемы реализации рекомендуемого

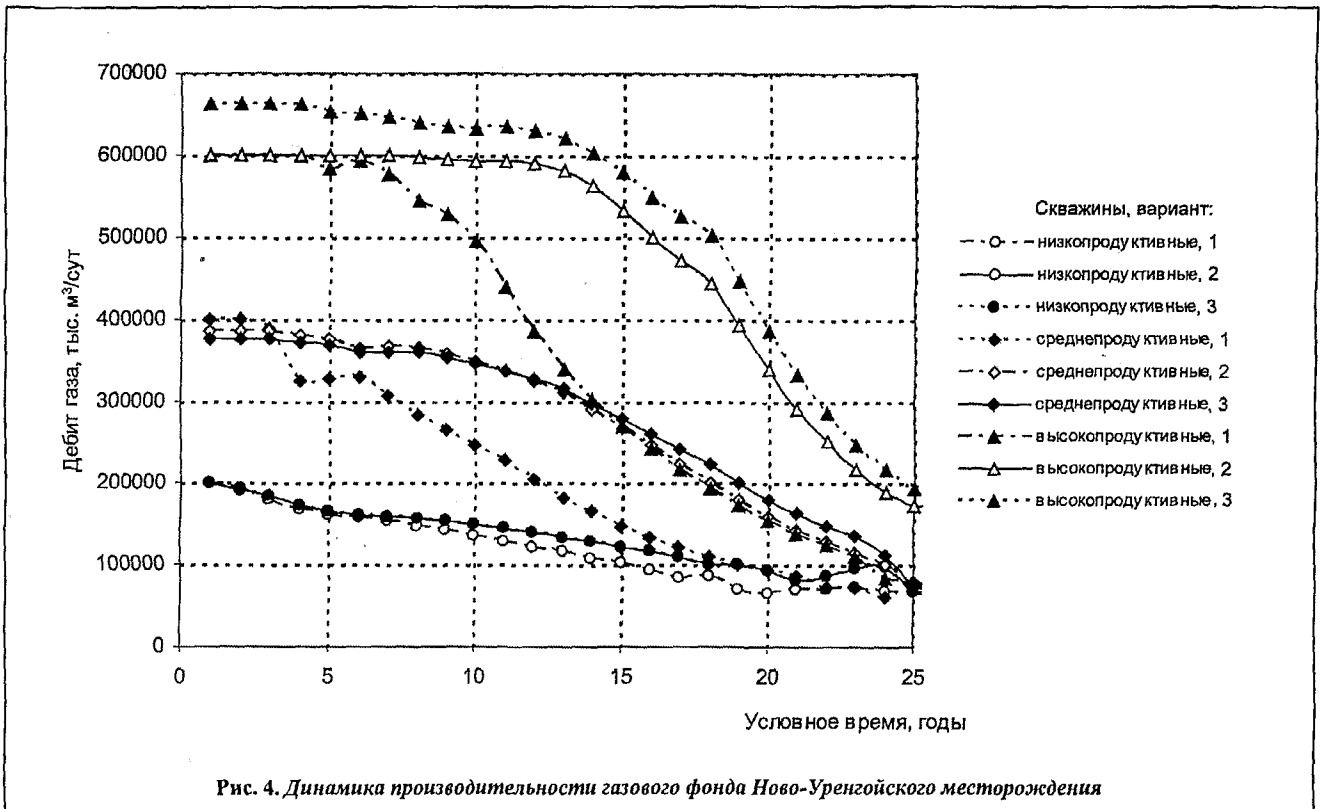


Рис. 4. Динамика производительности газового фонда Ново-Уренгойского месторождения

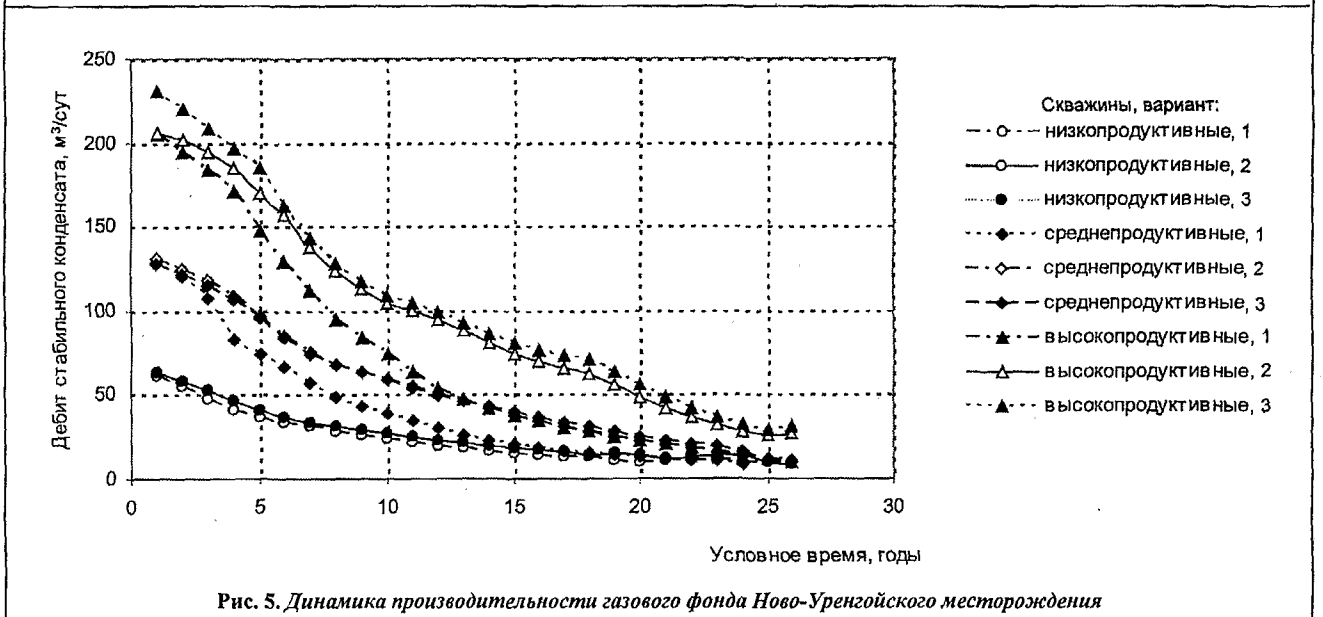


Рис. 5. Динамика производительности газового фонда Ново-Уренгойского месторождения

варианта связаны с внедрением прогрессивных технологий строительства скважин, эффективных систем разработки месторождений, ориентированных на рациональное использование трещинно-поровой среды залежей и энергетического потенциала литологических ловушек.

В результате применения новых технических средств буровыми предприятиями отработана технология бурения скважин сложной архитектуры, значительно снижены сроки строительства горизонтального забоя. Но при этом во многих случаях возникают трудности с качеством бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта. Применяемые типы растворов не обеспечивают сохранение естественных фильтрационных свойств низкопроницаемых коллекторов, особенно при вскрытии трещинных зон пласта. Кроме того, требуют дальнейшего совершенствования методы геофизических исследований горизонтальных скважин. При отсутствии возможности проведения промыслово-геофизических методов исследований скважин и, соответственно, отсутствия информации о длине работающих интервалов неоднородно-слоистых пластов снижается представительность газогидродинамических исследований скважин.

С учетом сказанного выше, предлагаемые варианты с применением горизонтальных (многоствольных) технологий не находят поддержки у недропользователей из-за отсутствия разработок эффективных рецептур буровых растворов, технологий первичного и вторичного вскрытия продуктивных коллекторов, новых интерпретационных алгоритмов обработки результатов газогидродинамических исследований пласта в системе эксплуатационного забоя сложной конструкции.

При опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) Ново-Уренгойского месторождения рекомендуется апробировать технологии строительства горизонтальных (многоствольных) скважин с целью определения их реальной производительности в различных фациальных зонах залежи. Подтверждение их прогнозируемой производительности послужит основанием для изменения базовой конструкции скважин

(субгоризонтальное окончание ствола) при разбуривании различных зон месторождения, разуплотнения сетки скважин в пределах высокопродуктивных зон пласта.

Таким образом, модельные расчеты технологических показателей позволяют уже на данной стадии дифференцировать подход к размещению добывающих скважин на площади (разрежение сетки в высокопродуктивных зонах), что обеспечивает оптимизацию разработки вследствие более равномерного дренирования залежи и увеличение отборов УВ сырья. За счет разрежения сетки в высокопродуктивных зонах может быть понижена рентабельная для размещения скважин газонасыщенная толщина и увеличен в целом по залежи охват сеткой скважин, при этом экономика проекта только выиграет, что подтверждено предварительными расчетами. Обоснованием выбора плотности сетки скважин, длины и направления горизонтального ствола являются представительные газогидродинамические (промысловые и др.) исследования пробуренного фонда скважин, подтверждающие природу коллектора и констатирующие приоритетное направление трещинных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Прогнозирование поведения пластовой системы ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны с учетом особенностей строения резервуаров / В.П. Балин, В.Н. Бородкин, А.М. Брехунцов и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 2001. — № 5. — С. 25—32.
2. Ачимовская толща — один из основных объектов стабилизации добычи углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) / И.Л. Левинзон, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 2001. — № 1. — С. 4—17.
3. Гидродинамическая модель коллектора ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.К. Федорцов, А.М. Брехунцов, Е.А. Бажанова и др. // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. — 2001. — № 5. — С. 4—17.