

УДК 622.276

**УТОЧНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ
СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**UPDATE OF OPERATIONAL CHARACTERISTICS
OF THE SENOMAN GAS DEPOSIT BY RESULTS
OF GAZODYNAMIC RESEARCH OF WELLS
OF THE YUZHNO-RUSSKOYE FIELD**

Сопнев Тимур Владимирович

начальник управления геологии, разработки
и лицензирования месторождений,
ООО «Газпром добыча Ямбург»
blak7@rambler.ru

Бекетов Сергей Борисович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры геофизических
методов поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых,
Северо-Кавказский
федеральный университет
bsb.gt@rambler.ru

Аннотация. В статье проведено уточнение эксплуатационной характеристики сеноманской газовой залежи по результатам газодинамических исследований скважин Южно-Русского месторождения. Проведён анализ проводки и конструкция эксплуатационных скважин, обобщены результаты газодинамических исследований скважин. Выполнен анализ реализуемой схемы вторичного вскрытия; сделана настройка моделей пробуренных скважин. Проведено уточнение продуктивных характеристик и создание моделей проектных скважин.

Ключевые слова: анализ проводки и конструкция эксплуатационных скважин; результаты газодинамических исследований скважин; анализ реализуемой схемы вторичного вскрытия; настройка моделей пробуренных скважин; уточнение продуктивных характеристик; создание моделей проектных скважин.

Sopnev Timur Vladimirovich

Head of the department of geology,
development and licensing of deposits,
LLC «Gazprom dobycha Yamburg»
blak7@rambler.ru

Beketov Sergey Borisovich

Doctor of the technical sciences,
professor, professor of geophysical
methods for prospecting and exploration
of mineral deposits department,
North-Caucasian Federal University
bsb.gt@rambler.ru

Annotation. The article clarifies the operational characteristics of the senoman gas deposit by the results of gas-dynamic studies of the wells of the Yuzhno-Russkoye field. The analysis of the wiring and the design of the production wells was conducted, the results of gas dynamic studies of the wells were generalized. The analysis of the implemented secondary autopsy scheme was performed; models of drilled wells have been tuned. The refinement of productive characteristics and creation of models of design wells was carried out.

Keywords: wiring analysis and construction of production wells; results of gas dynamic studies of wells; analysis of the realized scheme of secondary opening; tuning models of drilled wells; refinement of productive characteristics; creation of models of design wells.

Анализ проводки и конструкция эксплуатационных скважин

Эксплуатационное разбуривание залежи пласта ПК1 Южно-Русского нефтегазового месторождения проводится в соответствии с ГРП № 295/04-86-Э кустами из 3–4 наклонно-направленных скважин, угол входа в пласт ПК₁ – 34,7 градусов. По состоянию на 01.01.2017 г. пробурено 61 эксплуатационных, наблюдательных и поглощающих скважин, включая 8 скважин кустов №№ 11 и 13 пробуренных ранее. Из них 58 скважин закончены строительством. Конструкция скважин следующая:

- направление диаметром 324 мм до глубины 150 м;
- кондуктор диаметром 245 мм до глубины 600 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм до абсолютной отметки – 890 м, цементирование до устья, перфорация.

Основное скважинное оборудование:

- НКТ диаметром 114 мм;
- колонная головка ОКК1-21-168×245 К1 ХЛ;
- фонтанная арматура АФК6-100/100×21 К1 ХЛ.

В процессе оперативного анализа результатов бурения и получения новых данных по геологическому строению и промысловых характеристик скважин были приняты и согласованы ООО «ТюменНИИгипрогаз» ряд мероприятий, направленных на повышение эффективности эксплуатационного бурения:

1. В связи с возникновением межколонных проявлений на первых эксплуатационных скважинах было принято решение об изменении глубины башмака кондуктора до 650 м по вертикали с целью перекрытия проницаемых пород-коллекторов танамской свиты. Изменения внесены в групповой рабочий проект в виде корректив.

2. В качестве проектного отклонения скважины от вертикали принята точка входа в пласт ПК1 (вместо пласта Т₁), так как основным эксплуатационным объектом является пласт ПК1. Величина проектного смещения изменена на 300 м.

3. С целью увеличения интервала вскрываемых эффективных газонасыщенных толщин изменён угол входа в пласт ПК1 с 34,7 до 45,7 градусов.

4. С целью снижения коэффициента несовершенства вторичного вскрытия применяются перфораторы ПСК-52 с повышенной пробивной способностью (550 мм) и повышенной плотностью отверстий (14 отв./м).

5. С целью увеличения интервала вскрываемых эффективных газонасыщенных толщин изменён угол входа в пласт ПК₁ с 45,7 до 52,0 градусов при разбуривании кустов №№ 17 и 19. Проектное смещение на кровлю пласта ПК₁ – 350 м.

Для исключения газопроявлений бурение пластов турона и дальнейшее вскрытие сеномана проводится на утяжелённых буровых растворах. Необходимо отметить, что применяемая технология первичного вскрытия пласта ПК₁ и вышележащих пластов Т₁ и Т₂ проводится с превышением допустимых значений репрессий на продуктивный горизонт ПК₁, что ведёт помимо высокой вероятности аварийных ситуаций при бурении к ухудшению коллекторских свойств и продуктивных характеристик пласта и, как следствие, к возможному ухудшению технологических и технико-экономических показателей разработки. Следствием применяемой технологии вскрытия является возможная фильтрация раствора в продуктивный пласт, что впоследствии затрудняет освоение скважин и снижает их продуктивность.

Результаты газодинамических исследований скважин

Одной из основных задач на этапе ввода месторождения в разработку является изучение добычных возможностей пробуренных эксплуатационных скважин. Основным методом анализа являются газодинамические исследования на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации. В комплексе с другими исследованиями скважин анализ полученных данных позволяет:

- установить оптимальный технологический режим работы скважин;
- уточнить фильтрационные свойства пород-коллекторов;
- оценить степень несовершенства скважин по характеру вскрытия, качество освоения скважин и текущее состояние призабойной зоны;
- оценить фактические потери давления в НКТ и адаптировать расчётные гидравлические методы;
- спрогнозировать динамику изменения возможного изменения продуктивности и обосновать продуктивность проектных скважин;
- в некоторых случаях установить характер отработки залежи по разрезу в эксплуатационном поле.

Этап эксплуатационного разбуривания является ключевым периодом, апробацией принятых проектных решений и, возможно, инновационных технологий. Цель очевидна – выявить преимущества и недостатки пробуренных скважин, изучить добычные возможности и особенности эксплуатации, выбрать рекомендуемую конструкцию для последующего разбуривания месторождения. Таким образом, подробный анализ продуктивности эксплуатационных скважин имеет максимальную информативность для обоснования добычных возможностей проектных скважин.

По состоянию на 01.01.2017 г. получены акты освоения, ГДИ и исследований на стационарных режимах по 49-ти эксплуатационным скважинам Южно-Русского нефтегазового месторождения. В скважине № 84 проведён комплекс ГИС с целью определения профиля притока.

Все имеющиеся газодинамические исследования переобработаны по двум методикам:

1) по стандартному уравнению притока газа:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2;$$

2) по уравнению притока с использованием функции псевдодавления:

$$(P_{пл} - P_{заб}) \cdot \lambda(p_{cp}) = a \cdot Q + b \cdot Q^2,$$

где $\lambda(p_{cp}) = \frac{1}{B_2(p_{cp}) \cdot \mu_2(p_{cp})}$ – функция псевдодавления; $p_{cp} = \frac{(p_{пл} + p_{заб})}{2}$; μ_2 – вязкость газа; $B_2 = \frac{Z \cdot T_{пл} \cdot P_{cm}}{P \cdot T_{cm}}$ – объёмный коэффициент газа.

По результатам анализа результатов ГДИ разведочных и первых эксплуатационных скважин (кусты №№ 11 и 13) проектные фильтрационные коэффициенты по эксплуатационным скважинам были приняты следующие:

$$a = 0,363 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут./тыс. м}^3; b = 0,000205 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа} \cdot \text{сут./тыс. м}^3)^2.$$

Фактические коэффициенты составляют:

Среднеарифметические:

$$a = 0,289 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут./тыс. м}^3 \text{ (в 1,25 раза ниже проектного значения);}$$

$$b = 0,000324 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа} \cdot \text{сут./тыс. м}^3)^2 \text{ (в 1,6 раза выше проектного значения).}$$

Средневзвешенные по дебиту:

$$a = 0,234 \cdot 10^{-2} \text{ МПа}^2 \cdot \text{сут./тыс. м}^3 \text{ (в 1,5 раза ниже проектного значения);}$$

$$b = 0,000246 \cdot 10^{-2} \text{ (МПа} \cdot \text{сут./тыс. м}^3)^2 \text{ (в 1,2 раза выше проектного значения).}$$

Опыт проектирования и анализа разработки газовых месторождений показывает, что количественная характеристика продуктивности скважин содержится не в самих значениях фильтрационных коэффициентов a и b , а в значениях дебитов газа, полученных при их подстановке в уравнение притока при определённом пластовом и забойном давлениях. Раздельный анализ значений и динамики фильтрационных коэффициентов в общем случае не информативен, поскольку даже небольшие изменения характера кривой, соединяющей точки индикаторной диаграммы, иногда приводят к существенному изменению коэффициентов a и b .

Значение дебита газа при подстановке среднеарифметических фильтрационных коэффициентов в уравнение притока дебит газа составляет 812 тыс. м³/сут (при депрессии 0,25 МПа). При подстановке средневзвешенных (по дебиту газа) фильтрационных коэффициентов в уравнение притока дебит составляет 957 тыс. м³/сут. Значение дебита газа при подстановке проектных фильтрационных коэффициентов в уравнение притока газа составляет 839 тыс. м³/сут. Таким образом, можно сделать вывод, что проектная продуктивность скважин достигнута.

Наблюдается разброс в продуктивности отдельных скважин и кустов (рис. 1), что связано с геологическим строением и литолого-фильтрационными характеристиками разреза. Зависимости значений коэффициентов a и b от фильтрационных параметров вскрываемых пропластков (kh , значения получены из 3D-модели) имеют более низкую степень корреляционной связи, чем зависимость дебита газа от kh , что подтверждает предположение о необходимости комплексного подхода к анализу продуктивности скважин.

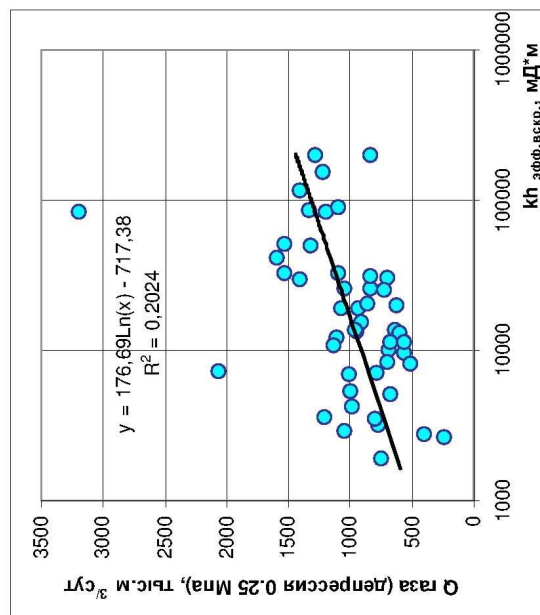
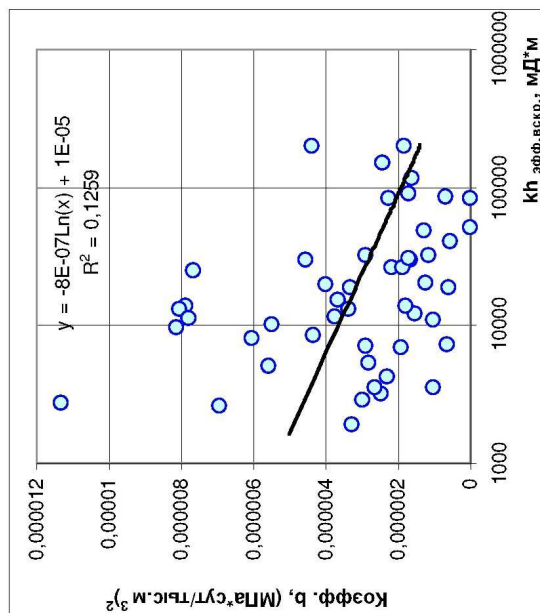
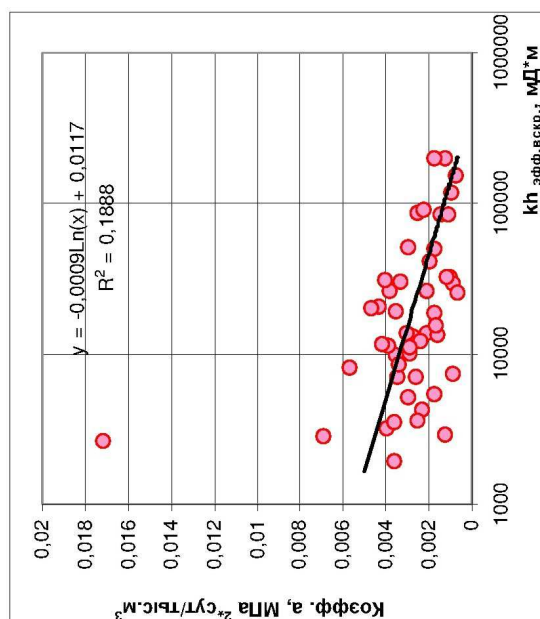
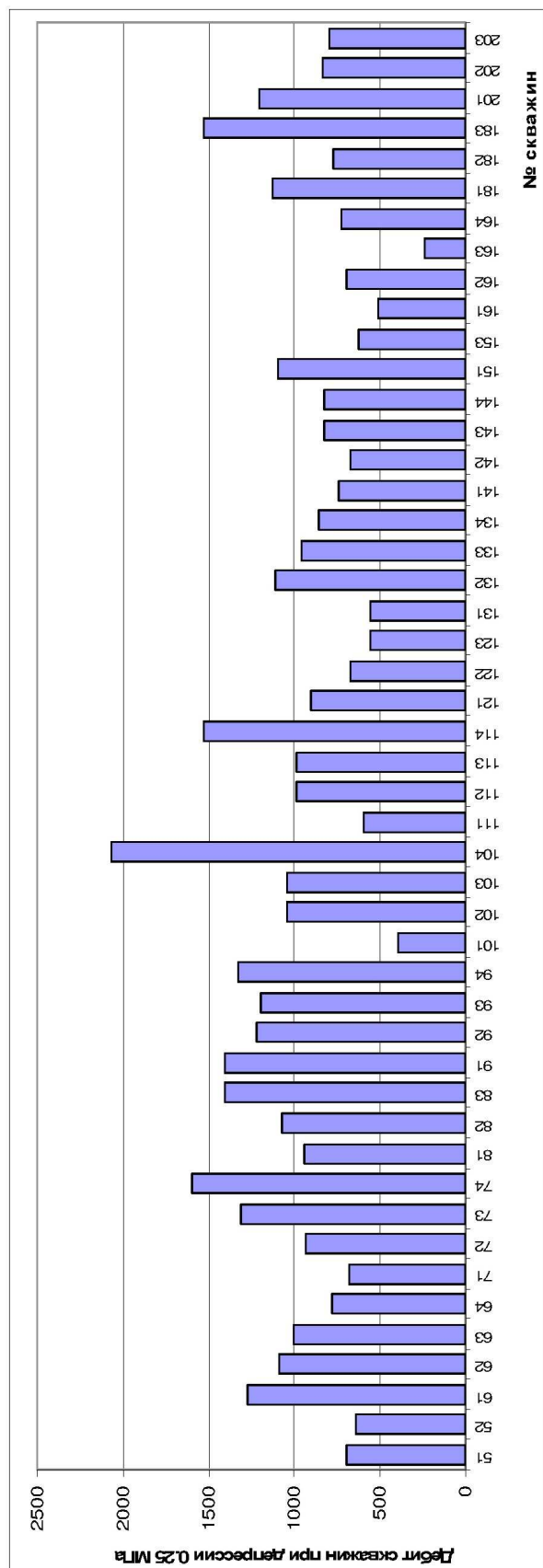


Рисунок 1 – Продуктивность эксплуатационных скважин. Сопоставление с флюидными параметрами интервалов вскрытия

На рисунке 2 показана зависимость производительности кустов от фильтрационных характеристик вскрываемой части разреза.

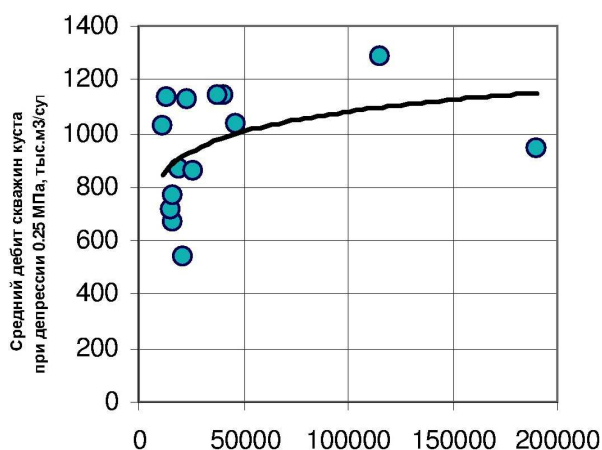


Рисунок 2 – Зависимость производительности кустов от проводимости разреза

Не менее важным параметром, определяющим добычные возможности кустов, является характеристика системы сбора газа. Совместная работа кустов в единую сеть накладывает дополнительные ограничения на режимы скважин. На рисунках 3 и 4 показано прогнозируемое перераспределение добычных возможностей кустов пускового комплекса за счёт ограничений системы сбора. Результаты получены на комплексной газодинамической модели в процессе расчёта технологических режимов работы скважин на 2016–2017 гг.

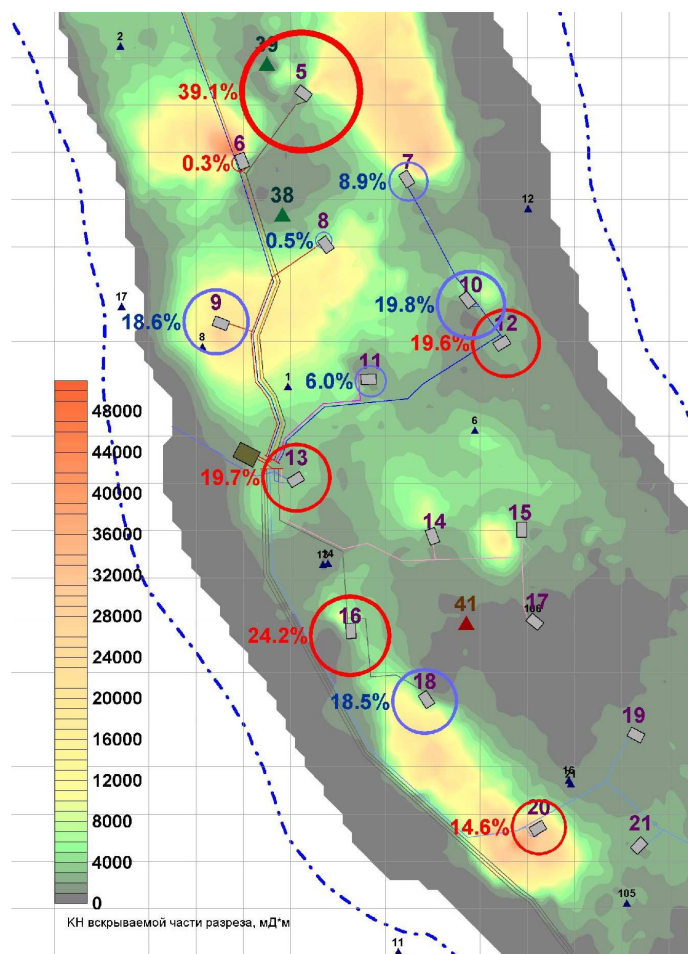


Рисунок 3 – Перегрузка (красным) и недогрузка (синим) кустов за счёт работы в систему сбора относительно добычных возможностей скважин при одинаковой депрессии

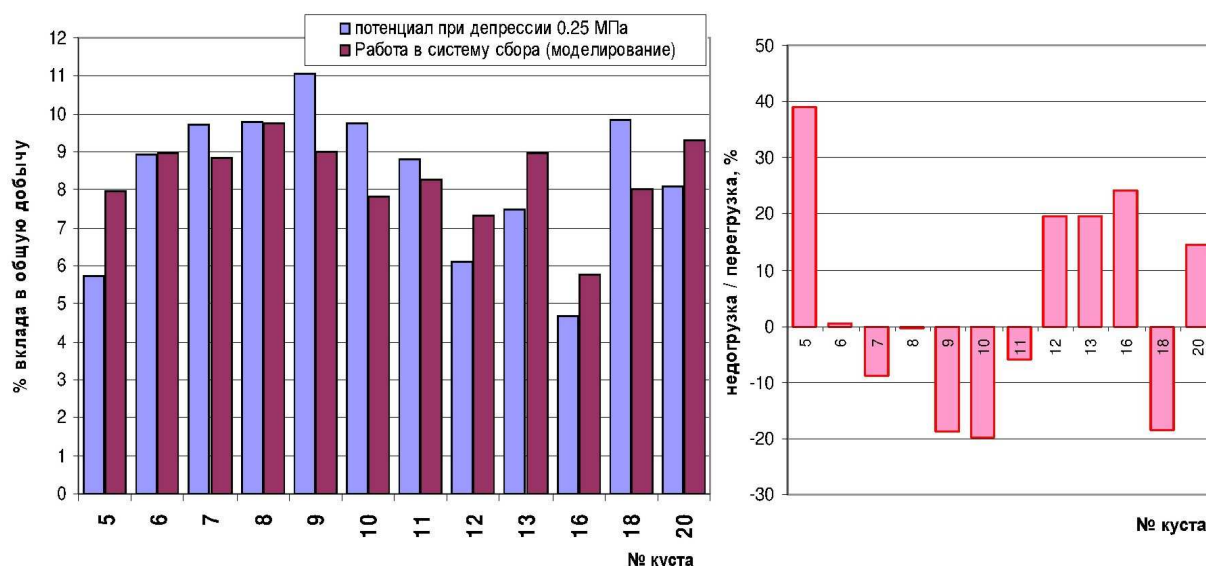


Рисунок 4 – Потенциальная продуктивность кустов пускового комплекса

Анализ реализуемой схемы вторичного вскрытия

Под первичным вскрытием пласта понимается вскрытие продуктивного разреза стволом скважины, вторичное вскрытие подразумевает выборочную перфорацию отдельных интервалов в обсаженном стволе. Характер притока и отработка разреза зависят также от положения башмака НКТ относительно интервала перфорации, поэтому размещение НКТ также необходимо относить к вторичному вскрытию.

В соответствии с принятыми проектными решениями на Южно-Русском месторождении (как и на других газовых месторождениях Тюменской области с большим этажом газоносности) реализуется система дифференцированного вскрытия продуктивного разреза. Как показывает опыт эксплуатации крупных газовых месторождений, рациональная схема вскрытия скважин должна удовлетворять следующим условиям:

1. Обеспечивать проектную продуктивность скважин. Проектные значения коэффициентов фильтрационного сопротивления рассчитаны при условии вскрытия 46 % от эффективной газонасыщенной толщины (в среднем около 30 м).

2. Распределение интервалов перфорации вдоль стволов скважин и положение башмака насосно-компрессорных труб должны обеспечивать отработку запасов залежи по разрезу.

3. Обеспечение минимума потерь пластового давления за счёт взаимодействия скважин. Избыточное количество скважин, вскрывающих отдельные участки продуктивного разреза в непосредственной близости друг от друга, приводит к повышенному падению пластового давления в зоне расположения интервалов перфораций этих скважин.

4. Эффективная работа скважин в один шлейф. Практика показала, что при работе нескольких эксплуатационных скважин в один шлейф отдельные эксплуатационные скважины работают с дебитами, существенно отличающимися от оптимальных. Результаты исследований скважин на стационарных режимах фильтрации показывают, что при одной и той же депрессии на пласт дебиты скважин некоторых кустов отличаются в несколько раз. Таким образом, скважины в кусте должны иметь приблизительно одинаковую продуктивность, которая определяется фильтрационными характеристиками перфорируемых пластов.

Таким образом, оптимальная схема вскрытия должна удовлетворять сразу нескольким условиям, некоторые из которых весьма трудно формализовать не только на количественном, но даже на качественном уровне, поскольку должны учитывать целый ряд факторов и параметров. Реальные условия строительства и освоения эксплуатационных скважин требуют принятия оперативных решений, максимально придерживаясь выше перечисленных ограничений. Анализ реализуемой схемы вторичного вскрытия скважин, проведённый нами, включал следующие этапы:

- 1) анализ существующих алгоритмов проведения вторичного вскрытия, выявление определённых правил проведения вторичного вскрытия;

2) анализ эффективности существующих правил и их влияние на продуктивность скважин и разработку в целом;

3) формализация и настройка алгоритмов проведения вторичного вскрытия на моделируемых (проектных) скважинах в соответствии с принятыми правилами.

Анализ показал, что суммарная величина интервалов перфорации в скважине, как правило, не зависит от общей толщины вскрываемого скважиной разреза, а общая проводимость перфорации ($kh_{эфф.перф.}$) не зависит от общей величины проводимости вскрытого скважиной разреза $kh_{эфф.вскр.}$ (рис. 5а). Как видно из рисунков 5в, 5г, суммарные величины проводимости перфорации ($kh_{эфф.перф.}$), как правило, имеют постоянную величину по всем скважинам, обеспечивая проектную продуктивность. В случае наличия в разрезе высокопроницаемых прослоев относительное вскрытие уменьшено до 0,1–0,3 (рис. 5б).

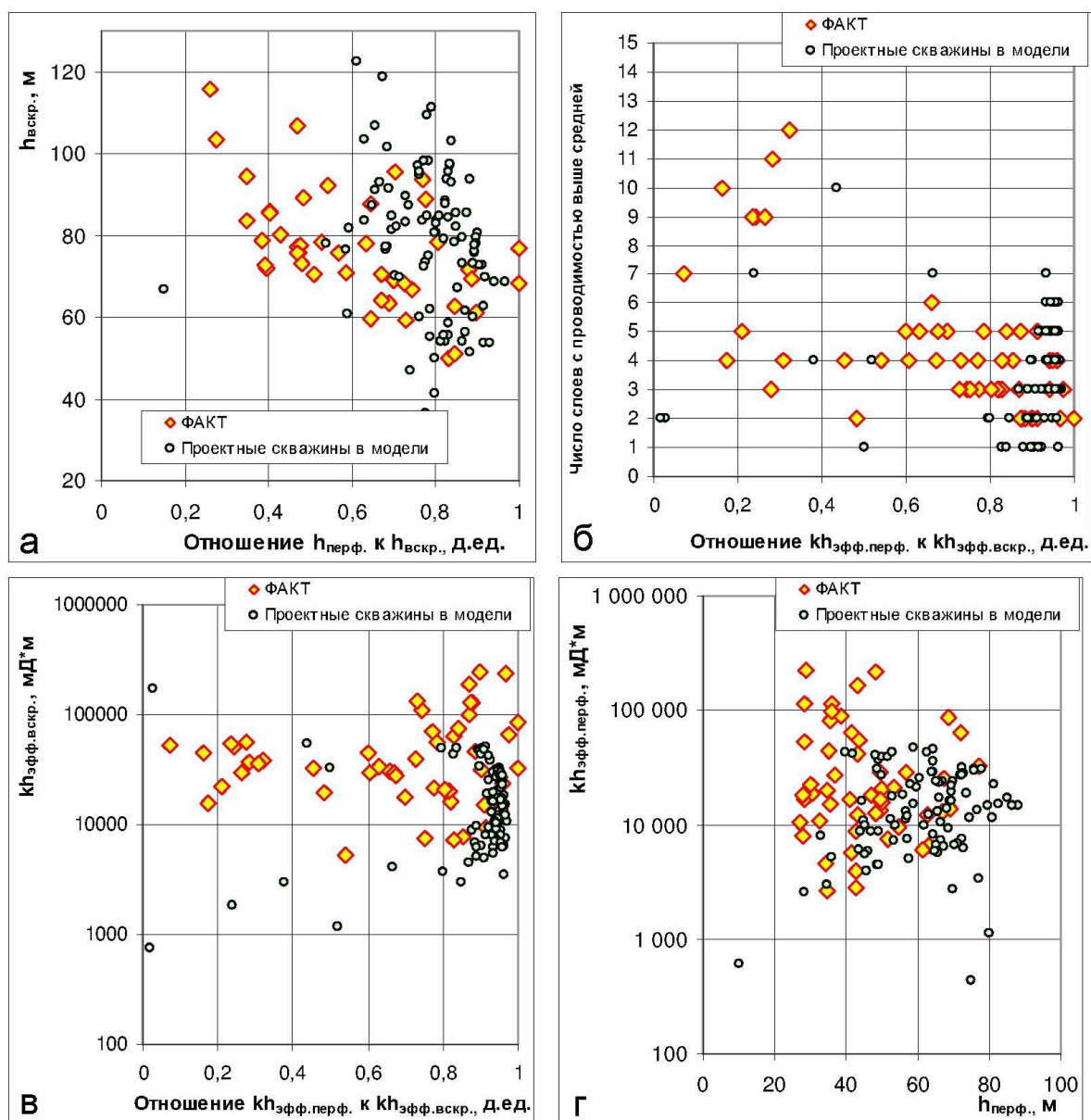


Рисунок 5 – Относительное вскрытие разреза

Таким образом, при вторичном вскрытии реализуется рациональный подход к использованию потенциальных возможностей скважин. Кроме того, выбор интервалов перфорации проводится с учётом оптимизации отработки отдельных пачек (всего выделяется 3–4 характерных пачки), как по площади, так и по разрезу, что обеспечит равномерную отработку залежи. В ряде скважин не вскрывается верхняя пачка, в 30 %

скважин башмак НКТ находится сразу под кровлей залежи, хотя интервал перфорации находится гораздо глубже. Предусматривается возможность дополнительной перфорации на последующих этапах разработки.

В скважинах, где насосно-компрессорные трубы частично перекрывают интервалы перфорации, перекрытие в среднем составляет 70–80 % (рис. 6). Чёткой связи между положением башмака НКТ и положением лучшего слоя в интервале перфорации не прослеживается. Следует отметить, что в большинстве случаев (около 70 %) лучший интервал (по ГИС) расположен выше башмака НКТ, что положительно сказывается на отработке всего разреза в скважине. Реализуемая схема обеспечит хорошую очистку ПЗП от жидкости и мехпримесей, однако приводит к частичной потере продуктивности скважин. На рисунке 7 показаны влияние степени перекрытия интервала перфорации колонной НКТ на фильтрационные коэффициенты и общую продуктивность скважин.

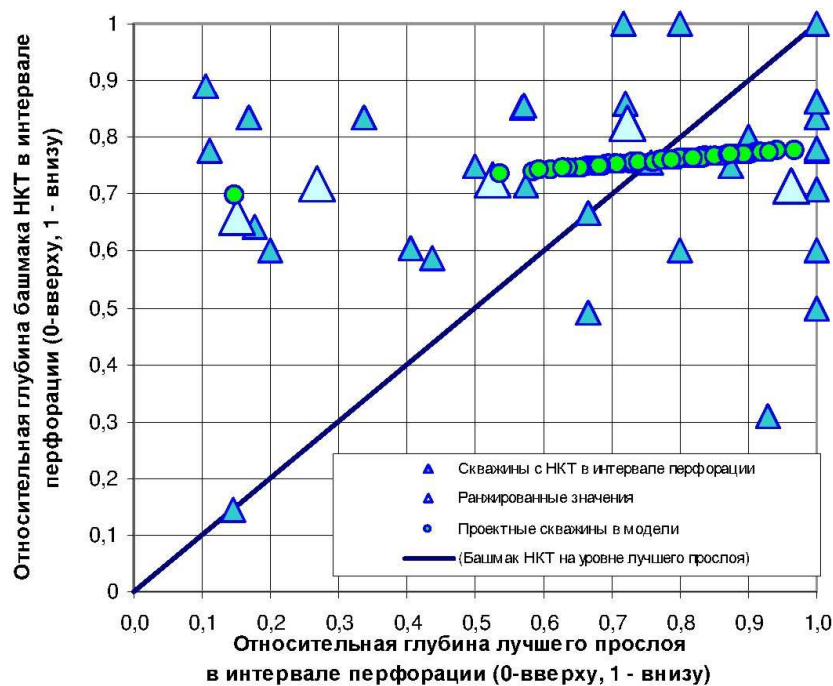


Рисунок 6 – Положение НКТ в интервале перфорации

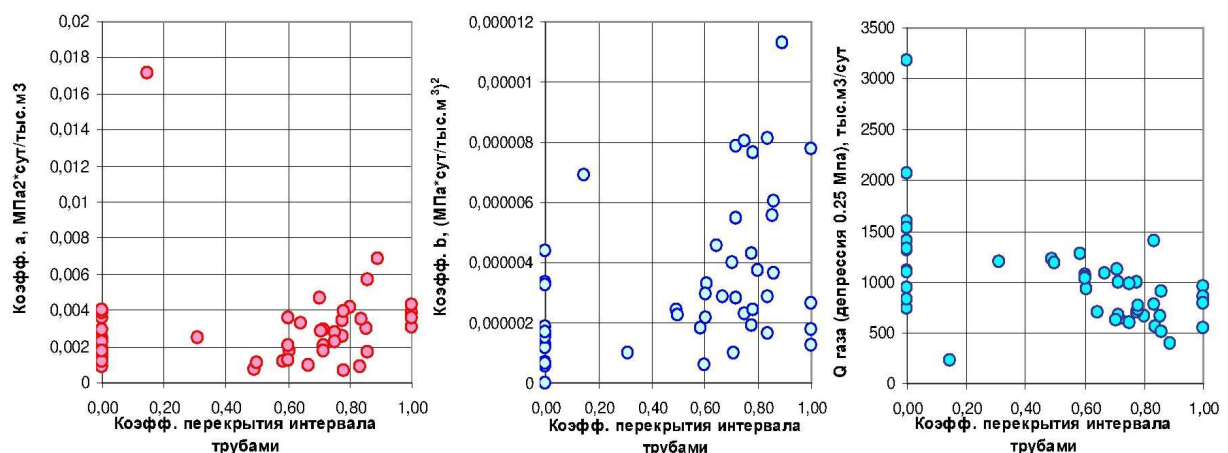


Рисунок 7 – Влияние перекрытия интервала перфорации колонной НКТ на продуктивность скважин

Таким образом, по результатам предварительного анализа реализуемой схемы вторичного вскрытия можно сделать вывод, что освоение скважин соответствует проектным решениям, обеспечивает рациональное использование пластового потенциала и имеет практическую эффективность.

Настройка моделей пробуренных скважин

Процесс создания и настройки моделей пробуренных скважин проведён в три этапа:

- 1) создание детальных моделей скважин;
- 2) настройка продуктивности скважин (скин-эффект, коэффициент турбулентности D) в ходе воспроизведения на модели процессов ГДИ;
- 3) настройка потерь давления от забоя до устья в зависимости от дебита газа.

Детальное моделирование всех ГДИ эксплуатационных скважин на трёхмерной газодинамической модели проведено с учётом следующих факторов:

- условия проведения ГДИ:
 - освоение 12 часов;
 - $Q_e = 600$ тыс. м³/сут.;
 - остановка на статику 12 часов с оценкой $P_{пл}$;
 - работа на семи режимах [$Q_e = 200–700$ тыс. м³/сут.] по 1 часу;
 - время остановок между режимами 15 минут;
 - остановка на статику 12 часов с оценкой $P_{пл}$;
- конструкция скважины;
- неравномерность отработки пласта по разрезу;
- положение точки, в которой фиксируется давление (пластовое, забойное);
- положение интервалов вскрытия пласта относительно точки замера давления (расстояние и характер трубного пространства);
- направление движения газа относительно точки замера;
- положение башмака НКТ относительно точки замера.

Нами рассмотрены результаты воспроизведения ГДИ на модели. «Модельные тесты» скважин проводились в две итерации. На первой итерации оценивалась продуктивность модельной скважины при $S = 0$ и $D = 0$. Необходимо отметить, что моделируемые индикаторные диаграммы сразу характеризовались нелинейным видом (присутствовал коэффициент b) без искусственного введения параметров нарушения линейного закона фильтрации (D). Данный эффект объясняется увеличением гидравлических потерь при движении газа вдоль интервала вскрытия, причём вклад первоначально полученного коэффициента b в его конечное значение в среднем составляет 40 %. На второй итерации для совпадения фактического и моделируемого коэффициента a вводился скин-эффект (S), для окончательной настройки коэффициента b вводился эффект турбулентности (D). В общем случае полученные значения S зависят от исходной проницаемости вскрываемого интервала, а значения D от коэффициента b (рис. 8 а, б).

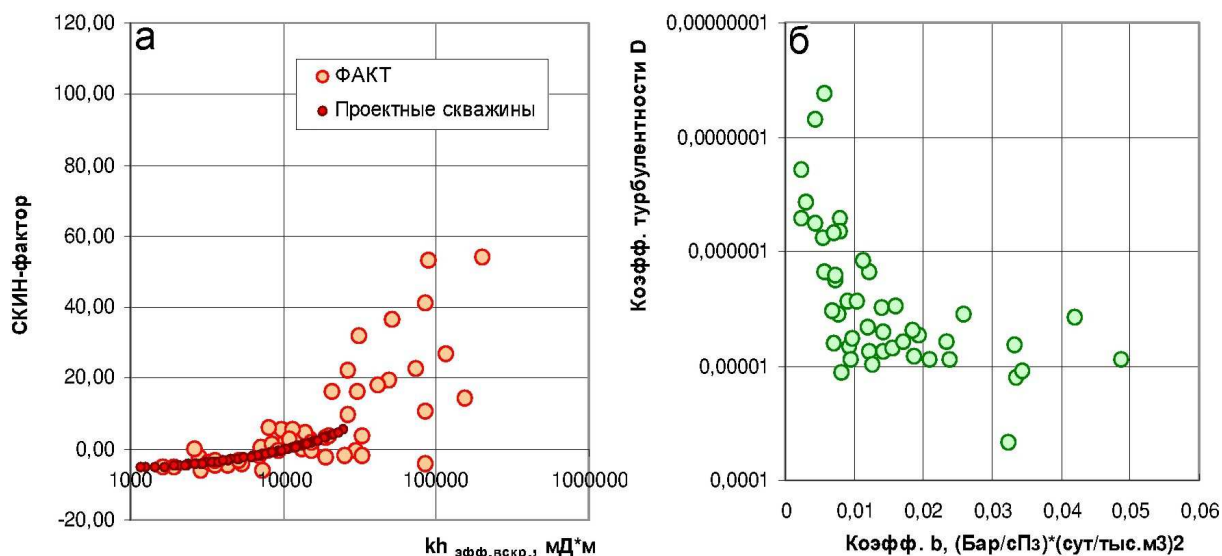
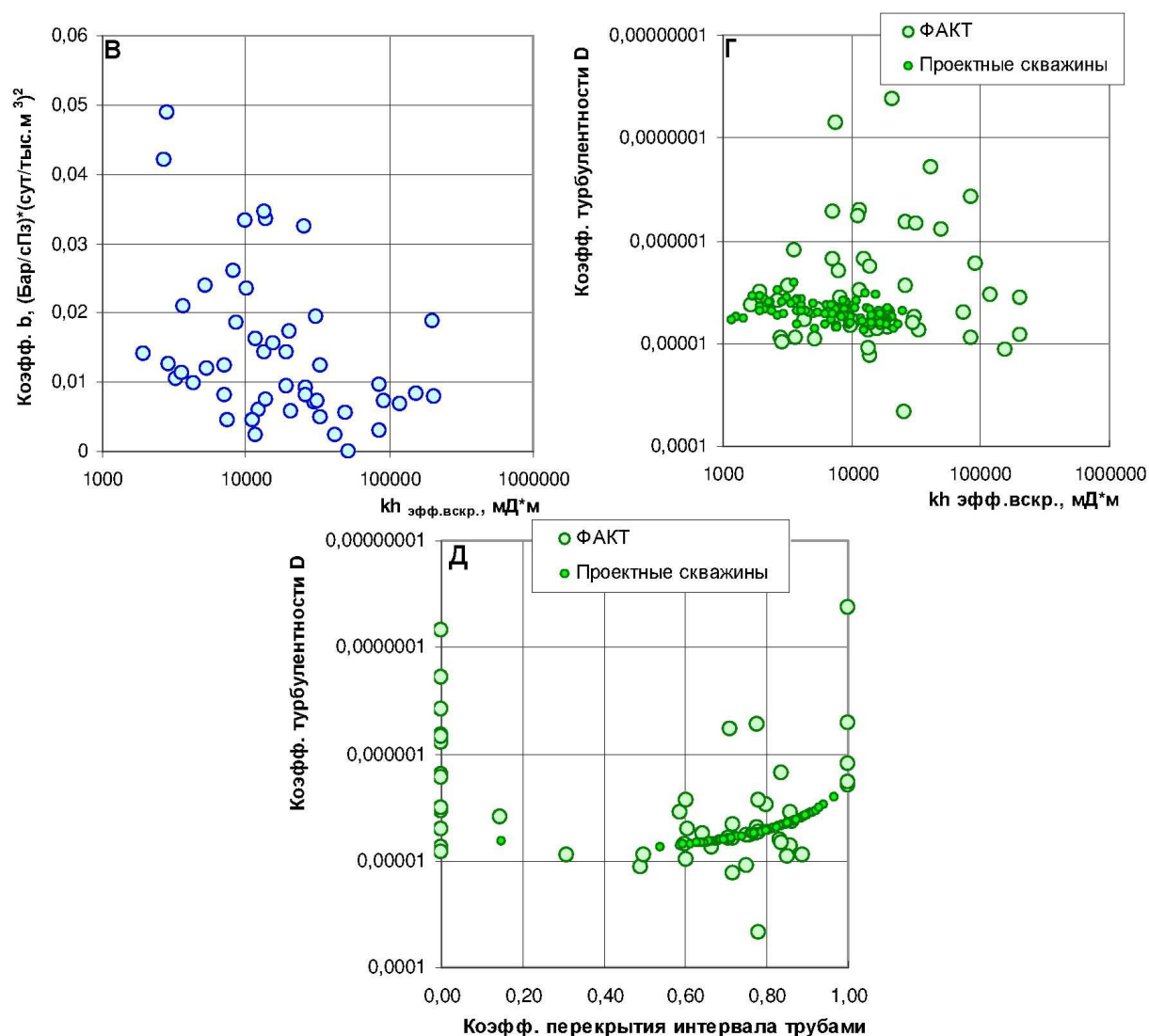


Рисунок 8 – Взаимосвязь параметров моделируемых скважин



Окончание рисунка 8 – Взаимосвязь параметров моделируемых скважин

Для расчётов потерь давления в трубах в программном комплексе ECLIPSE используются многомерные зависимости устьевого давления от забойного давления, дебита газа и водогазового фактора (VFP-таблицы, [Vertical Flow Pressure tables]), которые могут быть созданы индивидуально для каждой колонны НКТ (для каждой скважины), обладающей индивидуальными геометрическими (инклинометрия) и гидравлическими параметрами. Для создания VFP-таблиц использовался сервисный программный продукт VFPi. Высокая чувствительность процесса балансировки режима работы моделируемой скважины требует использования максимально точного расчёта потерь давления. Расчётные устьевые давления с требуемой точностью должны соответствовать фактическим, определённым по результатам исследования скважин (и их замерам в процессе разработки). Возможности сервисной программы VFPi включают алгоритмы полуавтоматической настройки таблиц. Как правило, после обработки результатов исследования скважин на стационарных режимах известны величины забойных и устьевых давлений для различных дебитов газа. Изменяя ряд параметров, расчётные потери давления настраиваются по фактическим замерам. При настройке потерь давления в скважинах подбирались корректирующие множители для гидравлического сопротивления труб на трение.

Уточнение продуктивных характеристик и создание моделей проектных скважин

Результаты газодинамических исследований эксплуатационных скважин позволили сопоставить степень несовершенства эксплуатационных скважин с фильтрацион-

ными параметрами вскрываемой части и уточнить прогнозируемую продуктивность ещё не пробуренных (проектных) скважин. Выявлены взаимосвязи основных параметров, необходимых для описания характера притока газа к забоям.

По состоянию на 01.01.2017 г. остаются не пробуренными более половины эксплуатационных скважин (разбуривание полностью завершится только в 2019 году), а для корректного проведения прогнозных расчётов показателей разработки в модели необходимо учесть весь добывающий фонд. Для моделируемых проектных скважин необходимо задать схему вторичного вскрытия и положения башмака НКТ. По результатам анализа реализуемой схемы вторичного вскрытия определены правила и настроены алгоритмы выбора проектных схем в зависимости от прогнозируемого распределения фильтрационных параметров 3D-модели в интервале траекторий проектных скважин. На первом шаге автоматизированной процедуры проводится выбор схемы перфорации с учётом набора требуемой общей проводимости слоёв в интервале перфорации. В зависимости от выбранных интервалов на втором шаге определяется точка БНКТ с учётом положения наилучшего перфорированного слоя.

После определения моделируемых интервалов перфорации и получения значения $kh_{эфф.перф}$ по зависимости на рисунке 8а определяется прогнозируемое значение скин-фактора.

Как показано ранее, значение параметра турбулентности D зависит от фильтрационного коэффициента b (рис. 8б). Проблемой в определении значений D является то, что значения самого коэффициента b не имеют чётких взаимосвязей ни с одним из параметров. Так, например, зависимость коэффициента b от $kh_{эфф.перф.}$ прослеживается довольно слабо (рис. 8в), как и зависимость D от $kh_{эфф.перф.}$ (рис. 8г). С другой стороны, предположение о том, что коэффициент b может иметь связь с гидравлическими потерями при движении газа вдоль интервала вскрытия, особенно если интервал перфорации перекрыт колонной НКТ, может быть положено в основу расчёта коэффициента D (рис. 8д).

Оценка рисков разработки, связанных с неопределённостью фильтрационных параметров пород-коллекторов

Уточнение параметров гидродинамической модели и новые принципы её функционирования показали, что введение в модель расширенных опций, оперирующих дополнительным объёмом геологической и технической информации, всё более приближает модель к реальности. Опыт моделирования последних лет показывает, что совершенствование комплексных моделей систематически приводит к ухудшению прогнозируемой картины разработки. Это произошло и в случае Южно-Русского месторождения. В результате усовершенствования модели сеноманской газовой залежи выявлены отличия новых прогнозных показателей от ранее принятых (проектных) показателей. Так, почти на 5 % уменьшился коэффициент газоотдачи и на три года сократился период постоянных отборов. Однако результаты предварительных расчётов демонстрировали ещё более «ухудшенные» показатели разработки относительно проектных. Это объясняется видом принятой петрофизической зависимости проницаемости коллекторов от пористости, построенной по результатам исследований керна (в т.ч. из скважины № 35).

Исходя из зависимости (рисунок 9, «пессимистичный» вариант), среднее значение абсолютной проницаемости коллекторов сеноманской залежи в модели было получено на уровне 85 мД (средняя пористость соответствует утверждённой величине 0,31). Зависимость прослеживается достаточно чётко, однако её вид совершенно не свойственен сеноманским коллекторам. Возможно, требуется детальный анализ технологии проведённых лабораторных исследований или проведение дополнительных исследований (в том числе высокопроницаемых образцов) для исключения сомнений в достоверности исходных данных.

Рисунок 9 демонстрирует возможные риски, связанные с неопределённостью фильтрационных параметров пласта. Удовлетворительное совпадение с проектными показателями было достигнуто при увеличении моделируемой проницаемости в несколько раз (среднее значение 590 мД). Вид петрофизической зависимости при этом соответствует керну сеноманской залежи Ямбургского ГКМ («оптимистичный» вариант).

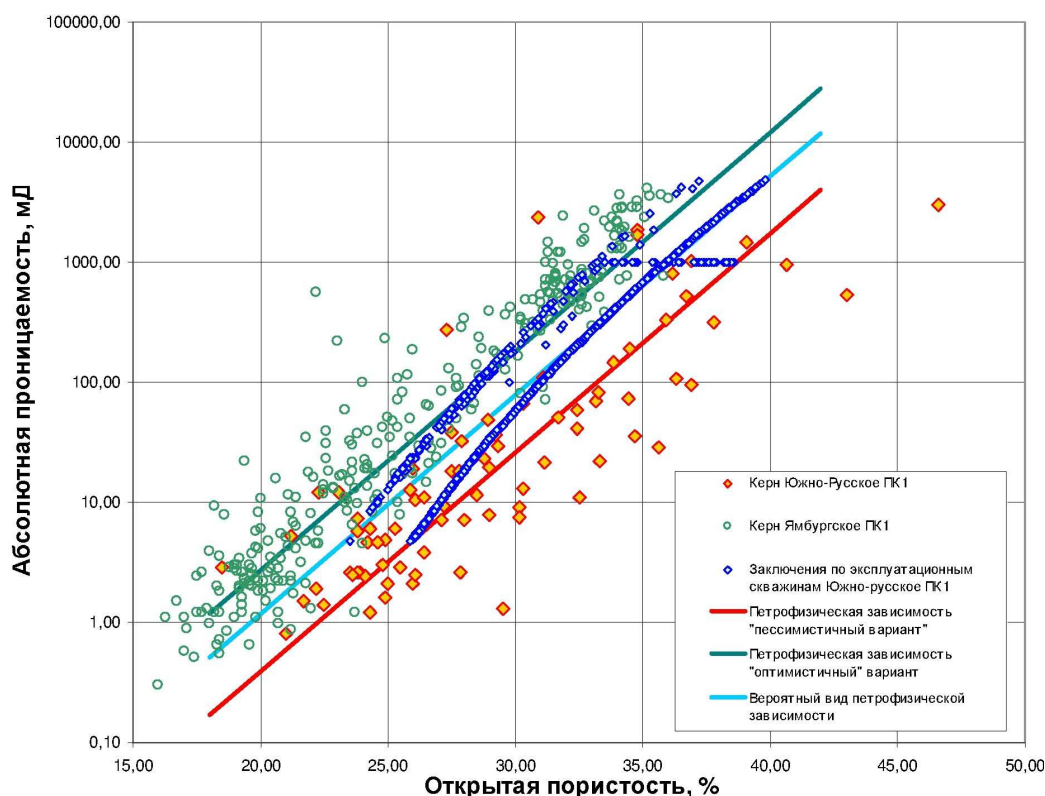


Рисунок 9 – Варианты петрофизических зависимостей «пористость – проницаемость»

Исходные фильтрационные параметры модели определяют не только характер дренирования залежи и отработку запасов газа, но и являются важной составляющей при моделировании продуктивности эксплуатационных скважин.

В частности, в условиях неопределённой проницаемости невозможно достоверно оценить степень несовершенства скважин по характеру вскрытия (скин-эффект). В связи с этим возникают трудности в оценке применяемой технологии строительства скважин (рис. 10).

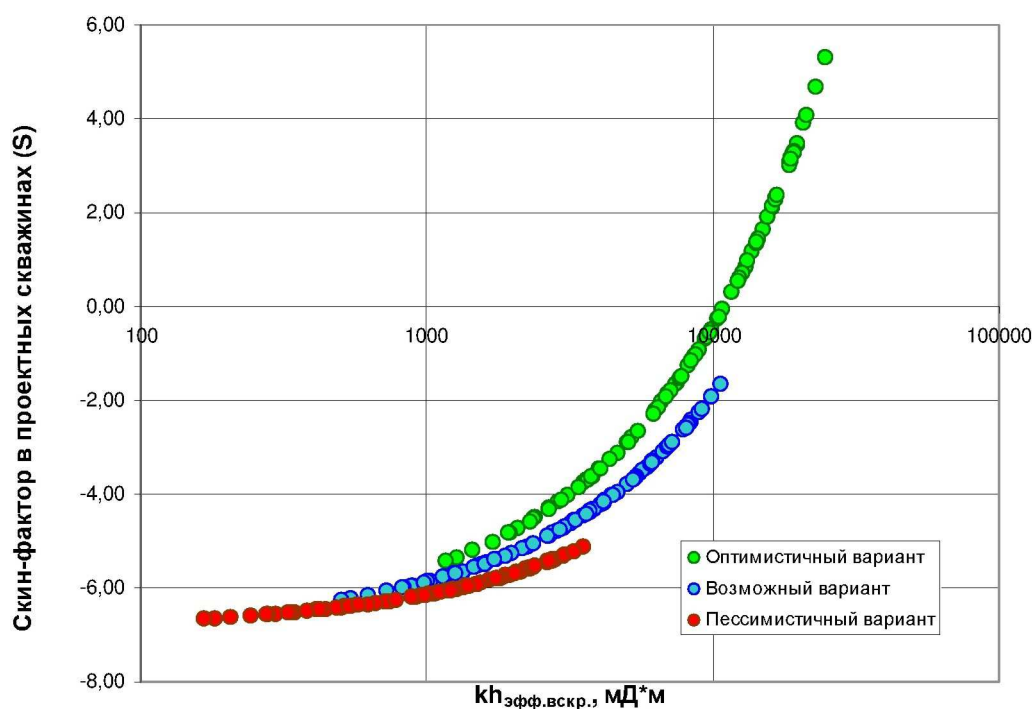


Рисунок 10 – Диапазон изменения скин-фактора в зависимости от фильтрационных параметров модели

Таким образом, фильтрационные параметры коллекторов сеноманской залежи Южно-Русского нефтегазового месторождения оказывают существенное влияние на показатели разработки, а неопределённость фильтрационных параметров подразумевает определённые риски последующей разработки.

В последующих исследованиях требуется уделить особое внимание проблеме определения фильтрационных параметров пласта. Для этого необходимо:

1. Проведение дополнительных лабораторных исследований керна и их детальный анализ.

2. Необходимо расширение гидродинамических методов исследований скважин: в ближайшее время требуется провести детальное моделирование режимов работы скважин на неустановившихся режимах фильтрации с настройкой фильтрационных параметров модели по КВД, регистрируемых в процессе ГДИ скважин.

3. Выводы о фильтрационной характеристике залежи можно будет сделать по результатам промышленной эксплуатации (по темпу падения пластового давления), в том числе на начальном периоде разработки.

4. Для надёжной оценки фильтрационных параметров удалённых районов залежи необходима своевременная реализация системы контроля, бурение и оборудование наблюдательных скважин.

Литература:

1. Проект доразведки Южно-Русского месторождения. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2002.
2. Проект разработки (ПК₁) и сеноманских (Т₁, Т₂) залежей Южно-Русского нефтегазового месторождения. – Тюмень : ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2004.
3. Уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2006.
4. Уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа пластов Т₁ и Т₂ Южно-Русского месторождения. – Тюмень : ОАО «СибНАЦ», 2006.
5. Проект обустройства Южно-Русского НГМ. Проект. Корректировка. – Донецк : ОАО «ЮжНИИгазпрогаз», 2005.
6. Разработка проекта нормативов технологических потерь природного газа при добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспорте по Южно-Русскому нефтегазовому месторождению : отчёт о НИР. – Донецк : ОАО «ЮжНИИгазпрогаз», 2006.
7. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39.0-047-00. – М. : Минтопэнерго, 2000. – 150 с.
8. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – Ч 1: Геологические модели. – 164 с.
9. ECLIPSE Technical Description. – Schlumberger, 2004.
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
11. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3. – С. 44–48.
12. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43–47.
13. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.
14. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2/2016. – С. 47–58.
15. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Научно-технический журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 12. – С. 11–17.

16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.

17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62–71.

18. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения : Булатовские чтения / материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах: сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т: Разработка нефтяных и газовых месторождений.

19. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Построение цифровой геологической модели и оценка запасов углеводородов Южно-Русского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 01. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/01/17.pdf>

References:

1. Project of additional exploration of the Southern Russian field. – Tyumen : JSC SibNATs, 2002.
2. Project of development (PK₁) and senonsky (T₁, T₂) deposits of the Southern Russian oil and gas field. – Tyumen : LLC TyumenNIIgiprogaz, 2004.
3. Specification of geological model and calculation of reserves of free gas of PK₁ layer of the Southern Russian field. – Tyumen : JSC SibNATs, 2006.
4. Specification of geological model and calculation of reserves of free gas of T₁ and T₂ layers of the Southern Russian field. – Tyumen : JSC SibNATs, 2006.
5. Project of arrangement of the Southern Russian NGM. Project. Adjustment. – Donetsk : JSC Yuzhniigiprogaz, 2005.
6. Development of the draft of standards of technological losses of natural gas at production, collecting, preparation and infield transport on Southern Russian oil and gas field : report on research. – Donetsk: JSC Yuzhniigiprogaz, 2006.
7. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields : RD 153-39.0-047-00. – М. : Ministry of Fuel and Energy, 2000. – 150 p.
8. Methodical instructions on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields. – М. : JSC VNIOENG, 2003. – P 1: Geological models. – 164 p.
9. ECLIPSE Technical Description. – Schlumberger, 2004.
10. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
11. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – М. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 3. – P. 44–48.
12. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells and assessment of applicability of the obtained data // the Scientific and technical magazine «Stroitelstvo Neftnyanikh I Gazovykh Skvazhin Na Sushe I Na More». – М. : VNIOENG, 2016. – No. 1. – P. 43–47.
13. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Neftepromyslovoye Delo». – М. : VNIOENG, 2016. – No. 4. – P. 23–28.
14. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, her features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – М. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2/2016. – P. 47–58.
15. Skuba D.A., Savenok O.V., Solovyova V.N. Otsenka of the actual kavernovo-fracture capacity of limestones of deposits of oil of verkhnemelovy deposits of the Chechen Republic // Nauchno-tehnicheskyy zhurnal «Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields». – М. : VNIOENG, 2016. – No. 12. – P. 11–17.
16. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhosefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 1. – P. 33–50.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Nauka I Tekhnika V Gazovoy Promyshlennosti». – М. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2017. – No. 1 (69). – P. 62–71.

18. Sopnev T.V., Beketov S.B. Specification of gas-hydrodynamic model of a Cenomanian gas deposit of the Southern Russian field : Bulatovsky readings / materials the II International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes: the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T: Development of oil and gas fields.

19. Sopnev T.V., Beketov S.B. Creation of digital geological model and assessment of reserves of hydrocarbons of the Southern Russian field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2018. – No. 01. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/01/17.pdf>