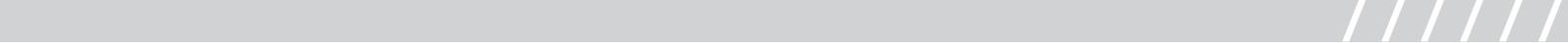


СБОРНИК ТЕЗИСОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

КАЗАНЬ • 2025





**СБОРНИК ТЕЗИСОВ
ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ
ПО РАЗРАБОТКЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



Новокузнецк
Знание-М
2025

УДК 553.98:622.276(063)

ББК 26.3

Т38

Т38 Сборник тезисов технической сессии по разработке газоконденсатных месторождений : [Электронный ресурс]. – Текстовое (символьное) электронное издание. – Новокузнецк : Издательство «Знание-М», 2025. – 1 электрон. опт. диск (CD-R). – Сист. требования: IBM PC, любой, более 1 GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS Windows XP и выше ; CD/DVD-ROM дисковод, мышь ; Adobe Reader 8.0 и выше. – 44 с.

ISBN 978-5-00255-450-8

DOI 10.38006/00255-450-8.2025.1.44

Сборник включает результаты современных исследований в области геохимии, гидродинамического моделирования, разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, интегрированного моделирования, цифровых двойников, геомеханики и технологий ГРП. Представленные работы отражают актуальные подходы к оценке фазовых свойств пластовых флюидов, оптимизации разработки залежей, анализу фильтрационных процессов, моделированию сайклинг-процессов, прогнозированию водогазового фактора и применению методов машинного обучения. Особое внимание уделено применению отечественного программного обеспечения, повышению энергоэффективности промыслов, комплексной оптимизации инфраструктуры и использованию нейросетевых моделей.

Сборник предназначен для специалистов нефтегазовой отрасли, исследователей, инженеров-разработчиков, геологов, а также студентов профильных специальностей.

УДК 553.98:622.276(063)

ББК 26.3

ISBN 978-5-00255-450-8

© Авторы, 2025

© Знание-М, 2025

Оглавление

Настройка гидродинамической модели с использованием результатов исследования скважин для газовых месторождений с высоким содержанием конденсата	4
Особенности PVT расчетов при интегрированном моделировании	7
Гидродинамическое моделирование нелинейных эффектов фильтрации при течении газа в пласте и трещинах ГРП на примере низкопроницаемого газоконденсатного объекта..	10
Подход к оценке рисков высокого водогазового фактора на этапе концептуального проектирования разработки газоконденсатного объекта Ачимовской толщи	13
Вероятностное профилирование разработки новых газоконденсатных месторождений	16
Использование цифрового двойника месторождения (DOF) для контроля за разработкой и оценки энергетического состояния пласта.....	17
Автоматизация процессов ИМА с применением импортонезависимого ПО	18
Особенности проектирования и реализации технологии гидроразрыва пласта с применением систем на полиакриламиде	20
Нейросетевой подход к оптимизации планирования сайклинг процесса на газоконденсатных месторождениях	24
Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений за счет комплексной оптимизации схемы размещения скважин и элементов газового промысла.....	25
К вопросу определения насыщенности реликтовой (рассеянной) нефти пластов нефтегазоконденсатных залежей.....	29
Вероятностное 1Д геомеханическое моделирование	32
Сопровождение бурения горизонтальных скважин и скважин конструкции «fishbone» на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири: геологические вызовы и выученные уроки по результатам бурения.....	34
Оптимизация технологического режима работы газоконденсатных скважин	40

Настройка гидродинамической модели с использованием результатов исследования скважин для газовых месторождений с высоким содержанием конденсата

Д.П. Аникеев

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН)

E-mail: anikeev@ipng.ru

Аннотация

Целью работы является настройка секторной гидродинамической модели, описывающей работу одиночной скважины в газонасыщенном пласте (с остаточной водой) при высоком давлении и высоком содержании конденсата. Исследование выполнено на Ачимовских залежах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. К особенностям объекта можно отнести: наличие нескольких проб флюида с объекта с несколькими различающимися свойствами; высокие пластовые давления и температуры на момент начала разработки; нахождение флюида в пласте на термодинамической границе между однофазным сверхкритическим состоянием и возможностью образования газо-нефтяного контакта. Образование ГНК неминуемо приводит к резкому снижению содержания конденсата в газе. В качестве источника информации для настройки модели выступали результаты работы горизонтальной скважины с МГРП, на которой выполнена регистрация нескольких КВД.

Ключевые слова

Гидродинамическая модель, выпадение конденсата, добыча газа при высоких давлениях и температуре, горизонтальная скважина с МГРП

Предпосылками данной работы явились практические сложности при эксплуатации конкретных добывающих скважин. В результате снижения пластового давления вокруг добывающих газовых скважин происходило выпадение большого количества конденсата. Это приводило к формированию отдельной жидкой углеводородной фазы. Но так как значения насыщенности данной фазой были относительно низкие, она не обладала достаточной подвижностью, чтобы притечь к забою добывающей скважины вместе с потоком газа. В зоне вокруг скважины стали образовываться локальные зоны жидкого (выпавшего) конденсата, также известные как “конденсатные банки”. Наличие таких образований приводит к нескольким негативным эффектам: формирование маломобильных запасов конденсата, ухудшение подвижности газа (из-за снижения относительных фазовых проницаемостей), потери добычи конденсата (из-за снижения его содержания в добываемом газе).

По ряду проб пластовый флюид определяется как недонасыщенный, но результаты обработки фактических данных эксплуатации говорят о том, что конденсат начинает выпадать практически сразу с начала разработки [1]. Это поднимает вопрос о точности используемых при гидродинамических расчетах флюидалных моделей.

Корректное моделирование, даже на секторных моделях, данного процесса на существующих коммерческих гидродинамических симуляторах вызывает необходимость решать дополнительные задачи.

Как правило, при построении флюидалной PVT-модели предполагается, что вода является инертной фазой по отношению к углеводородной системе. Некоторые расширения присутствуют в моделях, предназначенных для моделирования взаимодействия с неуглеводородными газами, как правило, это CO₂, азот и сероводород. В таком случае они могут растворяться в воде. В литературе [2, 3] приведены результаты экспериментов, показывающие, что возможны ситуации, когда наличие воды меняет фазовое поведение углеводородных систем. Такой эффект зарегистрирован в экспериментах, проведенных с образцами, отобранными с Астраханского, Уренгойского и других месторождений.

Добыча газа из низкопроницаемых отложений с использованием горизонтальных скважин с МГРП приводит к формированию локальных высокоскоростных притоков газа к

трещинам. Соответственно, в районе трещин может нарушаться закон Дарси для фильтрации газа.

В коммерческих гидродинамических симуляторах доступна модель Форхгеймера для учета таких потоков. В ней параметры модели являются функциями от текущей газонасыщенности и/или фазовой проницаемости для газа. Исследования, представленные в работе [4], показывают, что даже при однофазном течении значения параметров для матрицы коллектора и трещин ГРП могут различаться на несколько порядков.

Второй проблемой является определение модели и ее параметров для описания зависимости ОФП от капиллярного числа. Наиболее распространенные модели для расчета величины капиллярного числа и значений ОФП углеводородных фаз – модель Витсона [5] и модель Heriott-Watt [6]. Для применения обеих моделей необходимо определение не только стандартных кривых ОФП «газ–конденсат» при несмешивающемся режиме, но и нескольких параметров модели, характеризующих переход к полностью смешивающемуся режиму по мере увеличения капиллярного числа. При смешивающемся вытеснении кривые ОФП принимают тривиальный вид.

На рисунке 1 представлены результаты адаптации дебита газа горизонтальной скважины с МГРП к фактическим данным (красные точки). На скважине выполнено несколько замеров КВД и проведено несколько отборов проб конденсата. Числовые значения в названии вариантов соответствуют параметрам модели капиллярного числа для моделей, зависящих от скорости потока газа. Даты на рисунке носят условный характер. Как видно из рисунка, настройки только параметров, описывающих переход от несмешивающегося насыщения к смешивающемуся, оказывается достаточной для значительной корректировки динамики добычи газа.

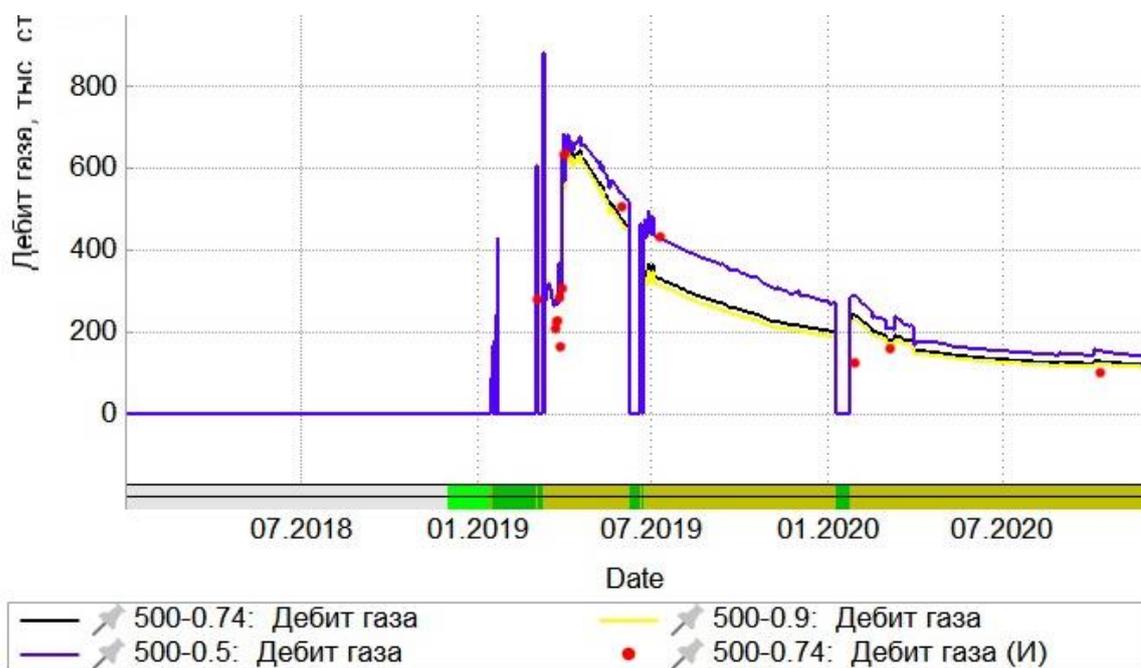


Рисунок 1 - Пример изменения дебита газа при различных параметрах в модели капиллярного числа

Методика настройки модели притока газоконденсатного флюида к скважинам направлена на пошаговое снятие возникающих неопределенностей.

На первом шаге осуществляется настройка параметров, влияющих на начальную продуктивность скважины. Начальный участок первой КВД, определяемый перераспределением флюида в стволе скважины и последующим переходным процессом обрабатывается стандартным для интерпретации КВД образом. Наклон прямолинейного

участка графика производной определяется режимом притока к трещинам МГРП, его вертикальное положение – начальной эффективной проницаемостью пласта для газа в удаленной зоне, до начала ретроградной конденсации.

На втором шаге проводится настройка параметров модели зависимости ОФП от капиллярного числа по динамике показателей добычи. Анализ чувствительности позволяет оценить диапазон изменения параметров модели ОФП от капиллярного числа, соответствующий фактическим данным о добыче газа и конденсата за прошедший период эксплуатации скважины. Влияние разных параметров ОФП на показатели работы скважины может быть близким даже для модели Витсона с относительно небольшим числом параметров, что приводит к неопределенности в их настройке.

На третьем шаге осуществляется уточнение настройки параметров ОФП по повторным КВД. По расчетным значениям динамики дебитов газа и конденсата и величины конденсатогазового фактора определяются целесообразные моменты повторной записи КВД для оценки влияния параметров ОФП на текущую продуктивность скважины с учетом формирования конденсатных валов в околоскважинной зоне (вокруг трещин ГРП).

Даже относительно небольшие изменения параметров модели зависимости относительной фазовой проницаемости от капиллярного числа оказывают заметное влияние на динамику давления и продуктивность скважины при повторных КВД.

На четвертом шаге по данным длительных повторных КВД (например, при технологических остановках скважин) осуществляется настройка модели неравновесного испарения конденсата.

Одновременно с данной работой была выполнена обширная работа по настройке флюидальной модели, но данный вопрос выходит за рамки доклада. С результатами можно ознакомиться в работе [7].

Список литературы

1. *Yazkov A.V., Gorobets V.E., Surkov E.V. et al.* Complex phase behavior study of a near-critical gas condensate fluid in a tight HPHT reservoir // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201997-MS. <https://doi.org/10.2118/201997-MS>
2. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Исследование PVT-свойств природных газоконденсатных смесей с учетом остаточной воды в пористой среде // Газовая промышленность. – 2015. – №7. – С. 84.
3. *Радченко В.В., Гриценко А.И.* Особенности фазовых превращений «околокритических» углеводородных систем // Новые технологии в газовой промышленности. – 1997. – С. 10
4. *Ahmed S., Khakwani A.M., Ahmed I., Khan O.H.* Enhancing recoveries from a low permeable gas-condensate reservoir through hydraulic-fracturing & EOR Technologies // SPE Pakistan Section Annual Technical Conference and Exhibition, Islamabad, Pakistan, 21–23 November 2016. Paper SPE- 185310-MS. <https://doi.org/10.2118/185310-MS>
5. *Whitson C.H., Fevang Ø., Sævareid A.* Gas condensate relative permeability for well calculations // SPE Annual Technical Conference, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE- 56476-MS. <https://doi.org/10.2118/56476-MS>
6. *Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H., Al-Kharusi B.* The relative significance of positive coupling and inertial effects on gas condensate relative permeabilities at high velocity // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 1–4 October 2000. Paper SPE-62933-MS. <https://doi.org/10.2118/62933-MS>
7. *Индрунский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., и др.* Развитие научно-методических решений для эффективной разработки газоконденсатных залежей в низкопроницаемых коллекторах со сложным фазовым поведением пластового флюида. // Актуальные проблемы нефти и газа, 2023, № 3 (42), с. 151–174, DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art10.

Особенности PVT расчетов при интегрированном моделировании

Н.М. Бровин, М.В. Симонов

ГК «Газпромнефть»

E-mail: brovin.nm@mail.ru

Аннотация

Доклад посвящён методологическим аспектам расчёта PVT-параметров в интегрированном моделировании нефтегазовых месторождений. Особое внимание уделено различиям в алгоритмах симуляторов, таких как tНавигатор, PetroleumExperts и DuoTech, и их влиянию на точность моделирования. Рассматриваются подходы к расчёту равновесной температуры при смешении потоков флюидов, показывается влияние методик на итоговые значения. Анализируются ошибки, возникающие при использовании упрощённых формул, и подчёркивается важность понимания реализованных в ПО алгоритмов. Подчёркивается необходимость глубокой экспертизы при работе с моделями для обеспечения достоверности прогнозов и обоснованности решений в разработке месторождений.

Ключевые слова

Моделирование, PVT, программное обеспечение, тестирование

Современное интегрированное моделирование нефтегазовых месторождений представляет собой один из ключевых инструментов в процессе разработки месторождений и принятия решений, направленных на оптимизацию добычи углеводородов. Одним из важных аспектов успешного применения таких моделей является точность расчетов различных параметров, которые лежат в основе прогнозирования поведения нефтегазового месторождения в процессе эксплуатации. В рамках этого процесса широко используются программные комплексы, которые моделируют различные физико-химические процессы в пласте и на поверхности. Однако, несмотря на широкое распространение таких инструментов, важность глубокого понимания методологии расчетов параметров, используемых в этих симуляторах, часто недооценена.

Одним из ключевых аспектов при интегрированном моделировании является расчет термодинамических и фазовых свойств углеводородных смесей. Модель PVT флюида является ключевой составляющей интегрированного моделирования, поскольку используется при моделировании пласта, скважин, системы сбора и подготовки (рисунок 1). Для расчета PVT используются различные методики, включающие в себя как теоретические модели, так и эмпирические корреляции. Такие параметры как давление насыщения, плотность фаз, вязкость играют решающую роль при прогнозировании динамики флюидов в процессе разработки месторождения, а также при оценке эффективности различных технологий добычи. Важно отметить, что каждый симулятор использует свои специфические подходы и методы для расчета этих параметров, что приводит к различиям в результатах и, следовательно, в принятии решений.

Однако, несмотря на многочисленные усовершенствования, каждый симулятор имеет свои ограничения, которые могут влиять на точность расчетов и интерпретацию полученных результатов. Использование программного обеспечения без понимания методов и подходов, заложенных в основе вычислений, может привести к ошибочным выводам и неэффективным решениям. Программные пакеты, такие как PetroleumExperts, tНавигатор, DuoTech и другие, имеют свои особенности в расчете параметров PVT. Различия в алгоритмах расчетов и применяемых математических моделях могут существенно влиять на итоговые прогнозы и стратегии разработки месторождения. В технических руководствах к программному обеспечению зачастую не предоставляется развернутое описание по реализованным алгоритмам и методикам расчетов, что затрудняет процесс изучения ПО и ограничивает доверие к получаемым результатам расчетов.

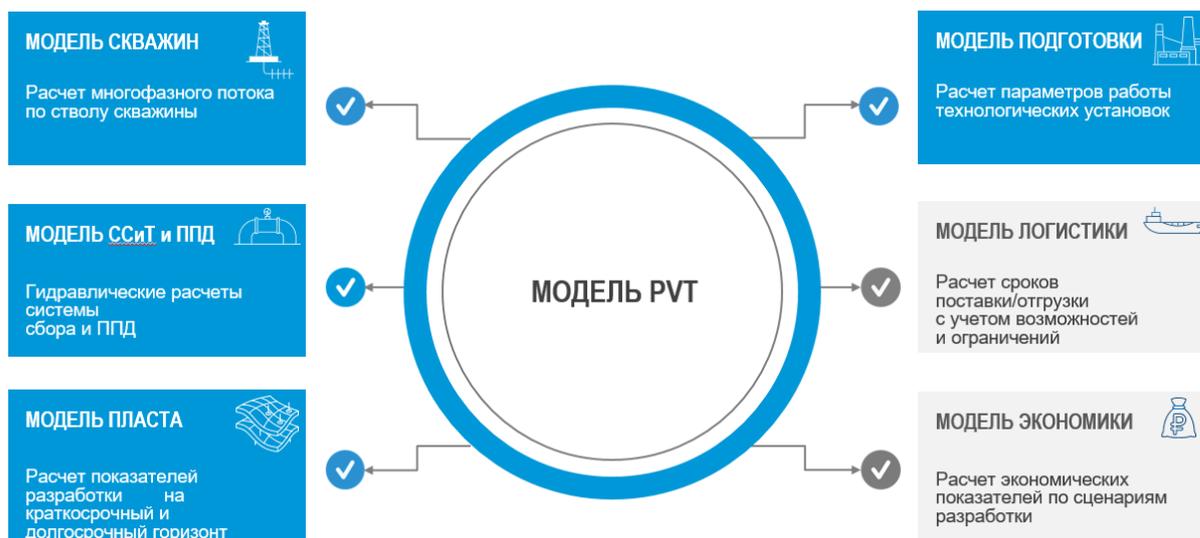


Рисунок 1 – Связь PVT-модели с другими компонентами интегрированного моделирования

Цель настоящего доклада — рассмотреть методологические особенности расчетов PVT-параметров в различных симуляторах, оценить их влияние на результаты моделирования, а также подчеркнуть важность понимания применяемых методик и подходов. В докладе будет продемонстрировано, что только при наличии четкого понимания алгоритмов и методологий расчетов можно полагаться на корректность получаемых результатов и, как следствие, на принятие обоснованных решений при разработке месторождения. Такой подход исключает возможность слепого использования программного обеспечения и подтверждает необходимость глубокой экспертизы на каждой стадии моделирования.

Один из расчетов, который был проанализирован в различном ПО (tНавигатор, PetroleumExperts, DuoTech) – расчет равновесной температуры при смешении двух потоков флюидов. Было определено, что в различном программном обеспечении методика расчета различна, хотя предполагается наличие единственной корректной методики. Так, в PetroleumExperts и DuoTech равновесная температура при смешении двух потоков флюидов определяется в результате взвешивания температур по массовому расходу (формула 1).

$$T_{\text{равн}} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot M_i}{\sum_{i=1}^n M_i}, \quad (1)$$

где T_i – температура i -го потока (°C);
 M_i – массовый расход i -го потока (кг/сут);
 n – количество смешиваемых потоков.

Данный подход интуитивно понятен и является корректным для случаев смешения флюидов с одинаковыми теплоемкостными свойствами, однако для флюидов с различными долями компонентов флюида данный метод неприменим (при увеличении различий между смешиваемыми флюидами разница между результатами расчетов будет возрастать).

В ПО tНавигатор и DuoTech равновесная температура при смешении двух потоков флюидов определяется в результате взвешивания температур по тепловому потоку (формула 2).

$$T_{\text{равн}} = \frac{\sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^k C_j \cdot x_j) \cdot M_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n (\sum_{j=1}^k C_j \cdot x_j) \cdot M_i}, \quad (2)$$

где T_i – температура i -го потока (°C);
 M_i – массовый расход i -го потока (кг/сут);
 x_j – доля j -го компонента в составе флюида;

C_j – теплоемкость j -го компонента флюида ($\frac{Дж}{кг \cdot К}$);

k – количество компонент флюида;

n – количество смешивающихся потоков.

Описанный подход является корректным с учетом следующих ограничений: теплоёмкость фаз должна быть постоянной в диапазоне температур, отсутствуют фазовые переходы, нет химических реакций.

Сравнение погрешностей методов представлено ниже. Исходные данные представлены в таблице 1. Результаты расчета представлены в таблице 2. Из таблицы 2 видно, что при использовании метода расчета равновесной температуры, реализованного в ПО PetroleumExperts, относительная ошибка составляет 17.2 %, что может быть особенно критично при решении задачи определения подачи ингибитора гидратообразования.

Помимо рассмотренного примера, в данной работе также будут рассмотрены следующие особенности расчетов PVT в различном программном обеспечении по интегрированному моделированию: расчет конденсатосодержания при смешении нескольких различных флюидов, особенности учета адаптации модели флюида в модели наземной инфраструктуры, особенности расчета флюида через PVT-таблицы (опция «Use Tables» в Prosper, многотабличные PVT в тНавигатор), особенности смешения флюидов с различными корреляциями и адаптацией.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Параметры	Поток 1	Поток 2
Содержание воды, %	10	90
Содержание нефти, %	90	10
Массовый расход, кг/сут	2	1
Температура потока, °С	5	25
Теплоемкость нефти, $\frac{Дж}{кг \cdot К}$	2200	
Теплоемкость воды, $\frac{Дж}{кг \cdot К}$	4200	

Таблица 2 – Результаты расчета

Формула	Температура, °С	Относительное отклонение, %
1	11.6	17.2
2	14	0

Список литературы

1. *Ahmed T.* Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. – Texas: Gulf Publishing Company, 2007. - 626 p.;
2. *Ahmed T.* Reservoir Engineering Handbook. 4th Edition. – Texas: Gulf Professional Publishing, 2010. - 1463 p.;
3. *Lake W.* Petroleum Engineering Handbook. - Society of Petroleum Engineers, 2006. - 864 p.

Гидродинамическое моделирование нелинейных эффектов фильтрации при течении газа в пласте и трещинах ГРП на примере низкопроницаемого газоконденсатного объекта

Е.С. Давидюк

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

E-mail: Davidyuk.ES@gazpom-neft.ru

Аннотация

В работе изучается степень влияния эффекта отклонения закона фильтрации от линейного при течении газа в трещинах ГРП и в пласте. Интерес к вопросу возник после получения данных отработки скважины ОПР с МГРП на низкопроницаемом газоконденсатном объекте Ачимовской толщи. После проведения и интерпретации ГДИС получены значения полудлин и проводимостей трещин значительно меньшие, чем планировались. Существует много факторов, которые могут привести к несоответствию дизайна и фактического результата операции ГРП: технологические, недостаток знаний о свойствах пласта и флюида, низкое качество записи КВД или малое время испытания, неприменимость классической модели интерпретации к объекту. В этой работе принимается, что геометрические и фильтрационные параметры трещины были достигнуты в процессе операции ГРП. В качестве причины кажущегося недостижения планового дизайна рассматривается недоучёт при интерпретации данных нелинейности закона фильтрации при течении газа. Анализ выполнен путем прямого моделирования трещины в гидродинамическом симуляторе. Сделана серия расчётов, которые отличаются между собой размерами зон, в которых учтен фактор нелинейного течения газа, от полного отсутствия такой зоны до учёта эффекта во всей области моделирования. В ходе интерпретации результатов оценивались влияние на динамику коэффициента продуктивности скважины и расхождение кажущихся параметров трещины с реально заданными в модели. Для того, чтобы не усложнять анализ наложением эффекта выпадения конденсата и изменения фазовой проницаемости газа, моделирование выполнено для давлений, превышающих давление начала конденсации. Из-за длительности расчётов прямое моделирование трещины невозможно применить при работе с реальными месторождениями. Поэтому дополнительно в работе сделано сравнение полученных результатов с упрощёнными методами моделирования трещин через виртуальные перфорации.

Ключевые слова

Газоконденсатное месторождение, низкопроницаемый коллектор, ГРП, гидродинамическое моделирование, поток в трещине, нелинейность закона фильтрации, уравнение Форхгеймера

При проектировании разработки низкопроницаемых Ачимовских коллекторов в периметре Компании, как правило, рассматриваются горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. Ачимовские объекты являются сложными. На анализируемом в работе месторождении пластовый флюид находится в околокритическом состоянии, в результате при низкой проницаемости практически невозможно отобрать кондиционную глубинную пробу для определения PVT-свойств. Неопределённость в PVT-свойствах приводит к ошибке в определении параметров скважины и трещин ГРП при интерпретации ГДИ. Пластовое давление на Ачимовских пластах выше гидростатического с коэффициентом аномальности 1.6, что создает трудности при бурении и эксплуатации скважин. Проведение операций ГРП требует создание высоких давлений на устье и сопряжено с высокими рисками аварии. Необходимость использования тяжелых растворов для глушения скважин приводит к кольматации ПЗП и трещин. В результате создаваемые трещины ГРП могут не достигать

плановых показателей по рабочим геометрическим параметрам и параметрам проводимости. Перечисленные факторы сложно или невозможно оцифровать и контролировать.

В текущей работе анализируется ещё один фактор, потенциально снижающий показатели работы газоконденсатных скважин с ГРП по сравнению с ожидаемыми. Выполняется оценка влияния нелинейности закона фильтрации, возникающая при потоке газа в пласте и в трещинах ГРП. Классические подходы при расчёте проводимости трещины и при интерпретации данных ГДИС основываются на упрощённых моделях, где нелинейность либо не учтена, либо учтена в виде скин-фактора, зависящего от дебита. В работах [1,2] авторы сходятся в мнении о том, что нелинейность закона фильтрации газа в трещинах приводит к дополнительному перепаду давления и реальная проводимость оказывается меньше. В таком случае классические методы подбора оптимального дизайна ГРП и интерпретации работы газовых скважин могут выдавать некорректные результаты. В работе [3] показано, что использование зависящего от дебита скин-фактора приводит к пессимистичным результатам.

На текущий момент не разработан общий подход или формула для учёта эффекта, подходящий для широкого диапазона условий разработки. Поэтому в данной работе используется гидродинамическое моделирование на небольшом секторе со свойствами, близкими к свойствам зоны проведения ОНР. Для простоты на данном этапе рассматривается работа вертикальной скважины с одной трещиной. В виду симметрии процессов можно моделировать лишь четверть сектора и скважину располагать в углу модели. Зона трещины представлена 7 слоями шириной 0.7 м в перпендикулярном направлении (раскрытость трещины) и 29 слоями разной длины в продольном направлении. В зависимости от проводимости трещины, наибольшая часть притока из пласта в трещину происходит либо ближе к скважине, либо ближе к кончику трещины. Поэтому в продольном направлении в этих зонах сетка измельчается. Вся область моделирования представляет собой куб площадью 1км*1км и высотой 12 м и содержит 50 и 30 блоков в X и Y направлении соответственно, и 12 блоков по оси Z. Сетка в плоскости XY показана ниже (Рисунок 1).

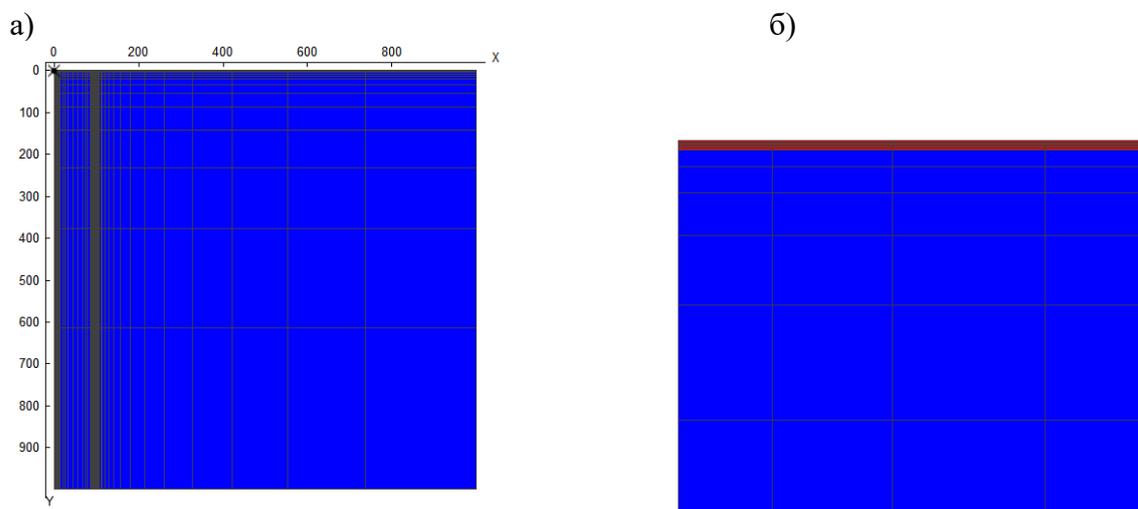


Рисунок 1 – Моделируемый сектор в плоскости XY
а – весь сектор, б – укрупненный вид в области трещины

В зоне трещины задана проницаемость 100Д и собственный регион насыщения с линейными кривыми ОФП.

При расчётах моделировалось проведение исследования ИД+КВД. На скважине заданы 4 режима ИД: три режима прямого хода и один, более длительный, режим обратного хода. Далее скважина останавливается на регистрацию КВД (Рисунок 2). Длительность работы на режимах и записи КВД соответствует программам ГДИС, формируемым в Компании для подобных объектов.

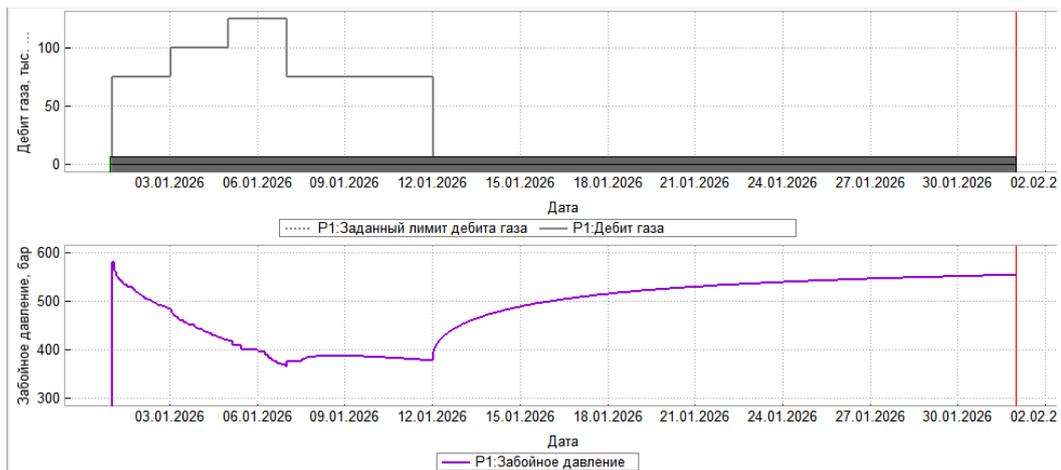
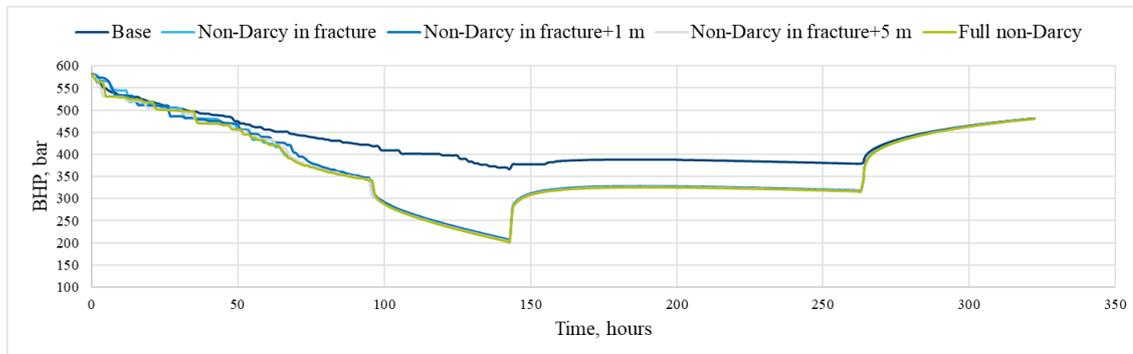


Рисунок 2 – Пример результатов расчёта на секторе исследования ИД+КВД сверху – заданные дебиты на режимах ИД, снизу – динамика забойного давления

В базовом расчёте закон фильтрации линейный. Далее в модель добавляется учет нелинейности закона движения при течении газа. В первом варианте эффект учтён только в блоках трещины ГРП. Во втором и третьем вариантах в зону учёта эффекта вошли блоки на расстоянии до 1 метра и до 5 метров соответственно. В четвертом варианте во всей области моделирования эффект распространяется на всю область моделирования. Для расчёта коэффициента β Форхгеймера использовались корреляции [4] для пласта и [5] для трещины.

Анализ результатов расчётов показывает, что отсутствие учёта эффекта нелинейности приводит к оптимистичным прогнозам коэффициента продуктивности и показателей трещины и скважины. Основные потери на нелинейность течения происходят в трещине (Рисунок 3). Для рассматриваемого месторождения не имеет практического смысла учёт эффекта в пласте, так как поправка на динамику давления от этой зоны мала.

а)



б)

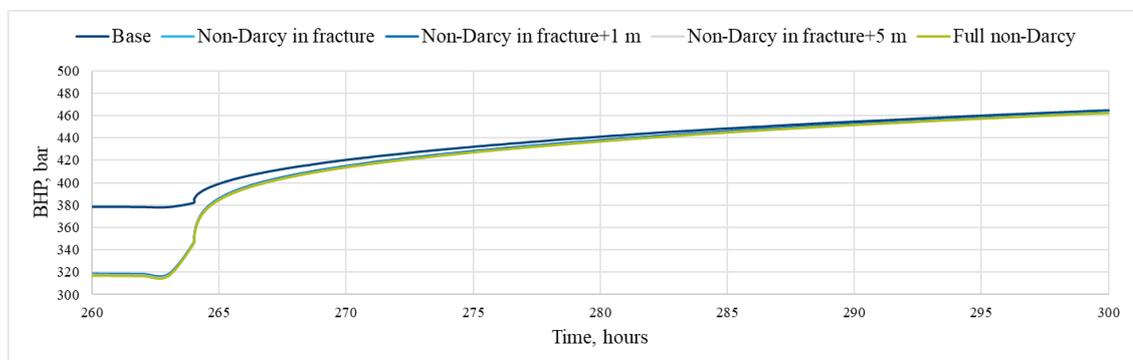


Рисунок 3 – Динамика забойного давления для сценариев а – весь период расчёта, б – начальный период КВД

Кривая динамики восстановления давления с учётом нелинейности течения имеет отличную от базового сценария форму, что при интерпретации данных ГДИС может приводить к некорректным оценкам геометрических параметров трещин и их проводимости. В результате могут возникать ошибочные выводы о недостижении плановых показателей дизайна ГРП.

Список литературы

1. Guppy, K.H., Cinco-Ley, H., Ramey Jr., H.J., Samaniego, V.F., 1982a. Non-Darcy Flow in Wells with Finite-Conductivity Vertical Fractures SPE 8281 SPE Journal 681–698 Oct-.
2. Guppy, K.H., Cinco-Ley, H., Ramey Jr., H.J., 1982b. Pressure Build-up Analysis of Fractured Wells Producing at High Flow Rate. JPT 2656–2666 Nov-.
3. Saboorian-Jooybari, H., Pourafshary, P., 2015. Significance of non-Darcy flow effect in fractured tight reservoirs, J. Jngse Mar-.
4. Jones, S.C., 1987. Using the inertial coefficient, b, to characterize heterogeneity in reservoir rock. In: Paper SPE 16949 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 27e30 September.
5. Friedel, T., Voigt, H.D., 2006. Investigation of non-Darcy flow in tight-gas reservoirs with fractured wells. J. Petrol. Sci. Eng 54 (3e4), 112e128.

Подход к оценке рисков высокого водогазового фактора на этапе концептуального проектирования разработки газоконденсатного объекта Ачимовской толщи

Е.С. Давидюк¹, К.А. Кононенко

Газпромнефть НТЦ

E-mail: Davidyuk.ES@gazpom-neft.ru

Аннотация

Рассмотрены проблемы прогнозирования водогазового фактора на этапе проектирования разработки газоконденсатных объектов Ачимовской толщи. Динамика ВГФ скважин имеет прямое влияние на режимы эксплуатации и продолжительность их работы. Прогнозируемые объемы воды в стволе скважины и в сети сбора служат базой для оценки затрат на борьбу с гидратообразованием и на поддержание стабильного потока в трубах. Недоучёт рисков высокого ВГФ может привести к излишне оптимистичной оценке общего профиля и неготовности запроектированной инфраструктуры к ситуации реализации этих рисков. В докладе приводятся несколько причин, которые осложняют прогноз ВГФ на проектном фонде газоконденсатных Ачимовских объектов. Первая - неопределённость минерализации, возникающая вследствие разных значений фактически измеренных значений, полученных на разведочном фонде и скважинах ОПР. Вторая – ограниченная возможность картирования водонасыщенных линз по данным сейсмоки и испытаний скважин. Третья – невозможность обеспечить полученные притоки воды в разведках на фазовых проницаемостях воды, полученных при потоковых исследованиях на керне. Приведён пример оценки рисков перечисленных факторов на примере месторождения Западной Сибири.

Ключевые слова

Газоконденсатное месторождение, моделирование, прогноз, проектный профиль, водогазовый фактор, низкопроницаемый коллектор, минерализация, водонасыщенность, относительные фазовые проницаемости

Доклад посвящен одному из аспектов концептуального проектирования разработки газоконденсатных объектов низкопроницаемой Ачимовской толщи с АВПД, в котором

принимали участие авторы. Значительная часть времени работы над проектом была уделена учёту рисков получения высоких водогазовых факторов при эксплуатации скважин.

Рассматривалось несколько факторов, неопределённость в которых расширяла диапазон возможных значений ВГФ. Первый фактор, непосредственно влияющий при моделировании на количество свободной воды в разрезе и, как следствие, на ВГФ, является минерализация. В распоряжении проекта имелись данные по минерализации на разведочных скважинах и на двух скважинах ОПР. Как видно из графика со значениями минерализации на скважинах (рисунок 1), параметр имеет высокую степень неопределённости.



Рисунок 1 – Значения минерализации по скважинам участка

Ни одно из испытаний не было достаточно длительным, когда можно уверенно утверждать об отсутствии технических жидкостей в пробе воды. Поэтому истинное значение (или значения) могут отличаться от имеющихся данных. Влияние минерализации на объем свободной воды в разрезе показано на гистограммах доли подвижной воды в переходной зоне (Рисунок 2). Снижение минерализации с базового значения 10 г/л до 8 г/л привело к уменьшению общей накопленной добычи газа на 16% и росту добычи воды на 40%.

Второй фактор, влияющий на прогноз ВГФ, - ограниченная возможность оконтуривания водонасыщенных линз по данным сейсмоки и ПРБ. Не исключена возможность существования неучтённых водонасыщенных линз между пробуренными скважинами.

Картирование лопастей производилось по данным динамического анализа сейсмических атрибутов с учётом данных ГИС и испытаний в пробуренных скважинах. Для оцифровки риска неучтённых полностью или частично водонасыщенных линз были локализованы зоны, позволяющие расположить тела минимальной размерности, обнаруженной по данным динамического анализа.

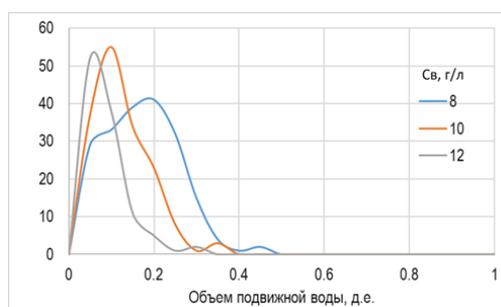


Рисунок 2 – Гистограммы доли подвижной воды в переходной зоне для разных минерализаций

Потенциальные водонасыщенные тела в модели были реализованы в варианте налегания на целевые газонасыщенные линзы и в варианте полного замещения газового

насыщения на водяное в местах перекрытия линз (Рисунок 3). Потери в общей добыче газа составили 7% и 12% соответственно, добыча воды увеличилась на 23% и 33%.

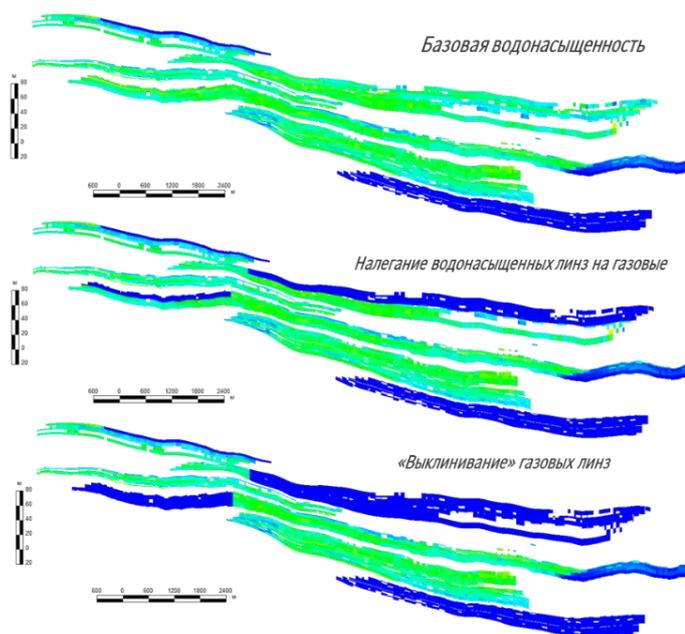


Рисунок 3 – Варианты задания предполагаемых водонасыщенных линз

Третий фактор, осложняющий прогноз ВГФ, - это низкие значения относительной фазовой проницаемости воды, получаемой при потоковых исследованиях на керне. Такие данные не позволяют адаптировать притоки воды в разведочных скважинах. Водонасыщенность в пласте, которая могла при керновых ОФП обеспечить фактический ВГФ, превышает водонасыщенность, определённую по ГИС на 30-40% (Рисунок 4).

а)

ВГФ пов.усл.	ВГФ Рзаб=450 Vg=0.034	ВГФ Рзаб=350 Vg=0.039
0	0	0
0.000001	0.0003	0.0003
0.00001	0.003	0.003
0.0001	0.03	0.03
0.0003	0.09	0.08
0.0005	0.15	0.13
0.001	0.30	0.26

б)

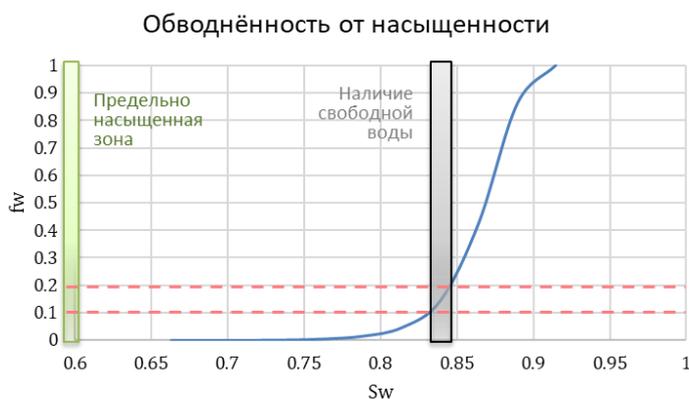


Рисунок 4 – Расчёт необходимой водонасыщенности для адаптации притоков воды при использовании керновых ОФП

В результате в процессе адаптации используются такие методы, как мультипликаторы на концевые точки по воде и повышение уровня ЗСВ. Тем не менее действительный источник воды или отклонение ОФП в пласте от замеренных на керне пока остаётся не понятным.

Вероятностное профилирование разработки новых газоконденсатных месторождений

А.А. Недождий, А.В. Войводяну

ГК «Газпромнефть»

E-mail: nedozhdiyaa@gmail.com

Аннотация

Разработана авторская методика вариативной оценки технологических показателей разработки газоконденсатных месторождений

Ключевые слова

Моделирование, продуктивность, вероятностное моделирование, аналитические решения, псевдо-переменные, профиль добычи, технологические показатели

Методологическая основа:

1. Многореализационный подход
 - Генерация ансамбля геологических реализаций с вариацией ключевых параметров (насыщенности, проницаемости, контактов и т.д.)
 - Учет неопределенностей PVT-свойств
2. Аналитическое моделирование
 - Применение модифицированных аналитических решений фильтрационных задач с переходом к псевдо-переменным для учета газоконденсатных эффектов
 - Динамический расчет технологических параметров разработки
3. Технологические ограничения
 - Итеративное наложение эксплуатационных лимитов (по дебитам, давлениям, скоростям)
 - Анализ экономически эффективных сценариев

Предложенная методология:

1. Позволяет количественно оценивать риски на ранних этапах
2. Обеспечивает выбор стратегии разработки при дефиците данных
3. Формирует основу для последующего детализированного моделирования

Ключевые преимущества методологии:

- Системный учет неопределенностей на всех этапах расчетов
- Баланс между точностью и скоростью для принятия оперативных решений
- Универсальность для различных геологических условий
- Методология ориентирована на ранние стадии проектов (поиск и оценку месторождений), однако ее гибкость позволяет применять ее и на последующих этапах
- Быстрое получение вероятностных оценок ключевых технологических параметров способствует оптимизации проектных решений и снижению инвестиционных рисков.

Список литературы

1. *Dake L.P.* The Practice of Reservoir Engineering: Revised Edition / L.P. Dake. – Amsterdam: Elsevier, 2001. – 570 p.
2. Uncertainty Analysis in Reservoir Simulation / Schlumberger. – Schlumberger Technical Report, 2015. – 45 p.
3. *Алиев З.С.* Разработка газовых и газоконденсатных месторождений / З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.Д. Теляев. – М.: Недра, 1988. – 287 с.
4. *Murtha J.A.* Decisions Under Uncertainty: Probabilistic Analysis for Oil & Gas Decision Making / J.A. Murtha. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2017. – 320 p.
5. *Kabir C.S.* Probabilistic Forecasting of Gas Well Performance / C.S. Kabir [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 33. – P. 1094–1105.

Использование цифрового двойника месторождения (DOF) для контроля за разработкой и оценки энергетического состояния пласта

В.О. Савченко, И.А. Картавцева, Р.А. Абдуллаев, М.В. Симонов

ГК «Газпромнефть»

E-mail: savchenko.vo@gazprom-neft.ru

Аннотация

Получен новый подход для прогнозирования КВД и оценки пластового давления, позволяющий увеличить охват фонда скважин исследованиями без проведения дополнительных длительных исследований, а соответственно и потерь в добыче. Предложенный подход позволяет в операционной деятельности понимать энергетическое состояние залежи и, как следствие, повысить качество принимаемых решений при разработке месторождения. Для выявления наиболее точно прогнозирующей поведение кривой восстановления давления при реальном гидродинамическом исследовании использовался метод регрессионного анализа, в ходе которого протестированы различные модели на реальных данных режима работы скважины. Результаты работы алгоритма позволяют сделать вывод об эффективности предложенного решения и показать важность данных технических остановок в понимании динамики пластового давления.

Ключевые слова

Пластовое давление, кривая восстановления давления, регрессионный анализ, технологические остановки.

Актуальной задачей является оптимизация времени остановки скважины на исследование кривой восстановления давления (КВД). Данная проблема связана с необходимостью продолжительной остановки скважины, которая увеличивается по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и, соответственно, увеличения выхода скважины на радиальный режим фильтрации. В связи с проведением различных геолого-технологических (ГТМ) и организационно-технологических мероприятий (ОТМ) при эксплуатации месторождений существует большое количество кратковременных остановок скважин, которые несут полезную и важную информацию, но системно не интерпретируется. Однако, ввиду развития цифровых двойников месторождений задача получения дополнительной геолого-технологической информации о состоянии пласта и скважины может системно решаться. Таким образом, возникает потребность в получении кривой восстановления давления и оценке пластового давления без проведения длительного исследования, на основании данных, полученных с остановок различной продолжительности на скважинах при проведении ОТМ и ГТМ.

Реализован подход в области экстраполяции кривой восстановления давления и оценки пластового давления при помощи автоматизированных: поиска кратковременных остановок, интерпретации КСД скважины с момента запуска и последующего построения недовосстановленной КВД при помощи данных, полученных на этапе интерпретации КСД.

В результате использования данных технических остановок и известных аналитических решений удалось повысить качество контроля энергетического состояния пласта, получать кривые восстановления давления, с высокой долей точности восстанавливать КВД на основе начального участка и рассчитывать пластовое давление. Представлены решения для различных случаев условий остановленной скважины: без и с учетом послепритока, для стационарного и нестационарного режима работы скважины перед остановкой. Экономический эффект от реализации мероприятия составил более 300 млн рублей с сохранением неупущенной добычи в 26 тыс тонн.

Список литературы

1. *Ипатов, А. И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – Москва: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 780 с. – ISBN 5-93972-474-4.
2. *Кременецкий, М. И.* Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: учеб. пособие / М. И. Кременецкий, А. И. Ипатов – Москва : МАКС Пресс, 2008. – 476 с. – ISBN 978-5-317-02630-1.
3. *Чернов, Б. С.* Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / Б. С. Чернов, М. Н. Базлов, А. И. Жуков. - Москва: Гостоптехиздат, 1960. - 319 с.
4. *Шагиев, Р. Г.* Исследование скважин по КВД / Р. Г. Шагиев. – Москва: Наука, 1998. – 304 с. – ISBN 5-02-002520-8.

Автоматизация процессов ИМА с применением импортнезависимого ПО

В.О. Савченко, М.Ю. Рязанов, М.В. Симонов

ГК «Газпромнефть»

E-mail: savchenko.vo@gazprom-neft.ru

Аннотация

Разработаны подходы к адаптации компонент интегрированной модели актива: моделей скважин, моделей сети сбора и транспорта, модели материального баланса. Предложенные подходы позволяют решить комплекс время- и трудозатратных задач. Во-первых, автоматизировать подключение к БД для получения и подготовка исходных данных для адаптации. Во-вторых, автоматизировать процесс адаптации моделей-компонент, а также учитывают разработанную в Компании методологии и лучшие практики по адаптации моделей-компонент ИМА.

Ключевые слова

Интегрированное моделирование, адаптация моделей скважин, адаптация модели сети, адаптация моделей материального баланса.

Текущий процесс адаптации ИМА проводится вручную, что, во-первых, требует значительного объёма трудоресурсов, а во-вторых, может привести к неточностям и ошибкам в модели, что в свою очередь может привести к некорректному расчету профилей добычи и к неоптимальным управленческим решениям.

Адаптация компонент ИМА требует от специалистов больших временных затрат. На крупных объектах разработки с большим фондом такой процесс не выполнить без автоматизации. Для упрощения работы специалисты прибегают к написанию собственных скриптов, которые помогают достичь определенных конкретных целей, однако, нет единой методики для адаптации компонент интегрированной модели и единого инструмента, позволяющего адаптировать разные компоненты ИМА в разных программных комплексах, используемых для моделирования.

В рамках автоматической адаптации скважин реализован следующий функционал:

- Возможность запуска адаптации нескольких моделей
- Возможность переиспользования настроек адаптации для других моделей скважин (сохранение в виде шаблона)
- Адаптация пластового давления и коэффициента продуктивности IPR
- Подбор корреляции, адаптации коэффициентов корреляции
- Адаптация параметров ЭЦН: коэффициент эффективности, коэффициент газосепарации

- Адаптация технологических параметров работы скважин: шероховатость НКТ, дебит жидкости/газа, ГФ/КГФ, обводненность/ВГФ, устьевого давления
- Задание границ варьирования параметров при адаптации
- Определение сценария адаптации :
- Параллельный – алгоритм оптимизации варьирует все выбранные параметры адаптации одновременно
- Последовательный – алгоритм оптимизации варьирует параметры согласно выбранной последовательности до достижения оптимального решения
- Выбор алгоритма оптимизации и его параметров
- Учет исторических параметров адаптации
- Анализ чувствительности параметров адаптации

В рамках адаптации модели сети реализован следующий функционал:

- Возможность запуска адаптации нескольких моделей
- Возможность переиспользования настроек адаптации для других моделей скважин (сохранение в виде шаблона)
- Подбор корреляции, адаптации коэффициентов корреляции
- Адаптация параметров трубопроводов: шероховатость, эквивалентный диаметр
- Адаптация технологических параметров работы: дебит жидкости/газа, ГФ/КГФ, обводненность/ВГФ
- Адаптация штуцерной модели
- Задание границ варьирования параметров при адаптации
- Визуализация топологии ССиТ с результатами адаптации
- Возможность выделения участка трубопроводов для доадаптации
- Определение сценария адаптации
- Параллельный – алгоритм оптимизации варьирует все выбранные параметры адаптации одновременно
- Последовательный – алгоритм оптимизации варьирует параметры согласно выбранной последовательности до достижения оптимального решения
- Выбор алгоритма оптимизации и его параметров
- Учет исторических параметров адаптации
- Анализ чувствительности параметров адаптации
- Автоматическая замена объектов скважин на объекты притока для адаптации с фиксированным расходом по фазам и учетом PVT-модели

В рамках адаптации модели материального баланса реализован следующий функционал:

- Возможность запуска адаптации нескольких моделей
- Возможность переиспользования настроек адаптации для других моделей материального баланса (сохранение в виде шаблона)
- Адаптация параметров пласта
- Адаптация параметров аквифера
- Адаптация ОФП
- Задание границ варьирования параметров при адаптации
- Определение сценария адаптации:
- Параллельный – алгоритм оптимизации варьирует все выбранные параметры адаптации одновременно
- Последовательный – алгоритм оптимизации варьирует параметры согласно выбранной последовательности до достижения оптимального решения
- Выбор алгоритма оптимизации и его параметров
- Учет исторических параметров адаптации
- Анализ чувствительности параметров адаптации

Полученные результаты свидетельствуют о высокой точности предложенного решения. По результатам сбора обратной связи от первых пользователей инструмента вносятся улучшения и правки, исправляются найденные ошибки.

Список литературы

1. *Назарова, Л. Н.* Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – Москва : РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 156 с.: ил. – ISBN 978-5-91961-010-6.

Особенности проектирования и реализации технологии гидроразрыва пласта с применением систем на полиакриламиде

А.С. Самойлов, А.А. Малышкин

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

E-mail: A_Samoylov@vniigaz.gazprom.ru

A_Malyshkin@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы проектирования и внедрения гидроразрыва пласта (ГРП) с использованием систем на основе полиакриламида (ПАА). Описан опыт проведения ГРП на различных месторождениях ПАО «Газпром», приведены результаты комплексных исследований рабочих жидкостей, подробно рассмотрены преимущества ПАА-систем по сравнению с традиционными технологиями на основе гуаровой камеди на примере опыта проведения на одном из месторождений ВС.

Ключевые слова

Гидроразрыв пласта, полиакриламид, рабочая жидкость, остаточная проницаемость, геомеханическое моделирование, оптимизация ГРП, импортозамещение

География применения технологии гидроразрыва пласта ПАО «Газпром» охватывает основные нефтегазоносные регионы России, включая Ставрополье, Волго-Уральский регион, Западную и Восточную Сибирь. За несколько десятилетий внедрения ГРП проведено свыше 3800 операций на более чем 1600 скважинах. На каждом участке работы осуществляются в различных горно-геологических условиях (глубины от 1 до 4 тыс. м, аномальные пластовые давления, широкий диапазон температур), что требует разработки и внедрения индивидуальных технологических решений [1,2].

Современный этап развития технологии характеризуется активным внедрением систем на основе полиакриламида (ПАА). Основным преимуществом ПАА является высокая остаточная проницаемость как керна, так и пропантной упаковки, что способствует увеличению продуктивности скважин после ГРП. Кроме того, переход на отечественные реагенты позволит повысить независимость и устойчивость российского рынка сервисных услуг для нефтегазовой отрасли.

В компании на постоянной основе проводится комплекс лабораторных исследований направленных на изучение рабочих жидкостей для ГРП. Испытания проходят в условиях, максимально приближенных к реальным пластовым: контролируются показатели вязкости, песконесущей способности и времени оседания пропанта, оценивается фильтрация жидкости на керне и пропанте [3]. Сравнительный анализ различных рецептур (гуар, ксантан, ВУПАВ, ПАА и др.) показал, что системы на основе ПАА превосходят аналоги по итоговым показателям остаточной проницаемости пропантной упаковки

Для оценки эффективности внедряемых технологических решений проводится переинтерпретация промысловых данных, включая ПГИ и микросейсмический мониторинг, а

также анализ продуктивности скважин по стадиям операций. Это позволяет выявлять критичные этапы работ и оптимизировать дизайн ГРП с учётом конкретных условий месторождения.

С 2021 года в компании выполняется полномасштабное проведение ГРП на месторождениях Восточной Сибири. Для применения ГРП на данных объектах в настоящее время выполнены разработка и тестирование более 25 рецептур рабочих жидкостей ГРП, включая гуаровые системы, ВУПАВ, ксантаны и ПАА (рисунок 1). Жидкости на основе ПАА продемонстрировали лидирующие показатели:

- остаточная проницаемость пропанта и керна на 20–30% выше, чем у гуаровых аналогов, что критично для сохранения продуктивности пласта;
- низкая вязкость при высокой песконесущей способности позволяет формировать более протяженные трещины (до 40% длиннее), что актуально для низкопроницаемых зон где протяженность трещины имеет решающее значение (рисунок 2);
- прирост продуктивности при применении систем на основе ПАА показывают продуктивность скважин больше чем от 40 до 80% в условиях низких зон ФЭС;

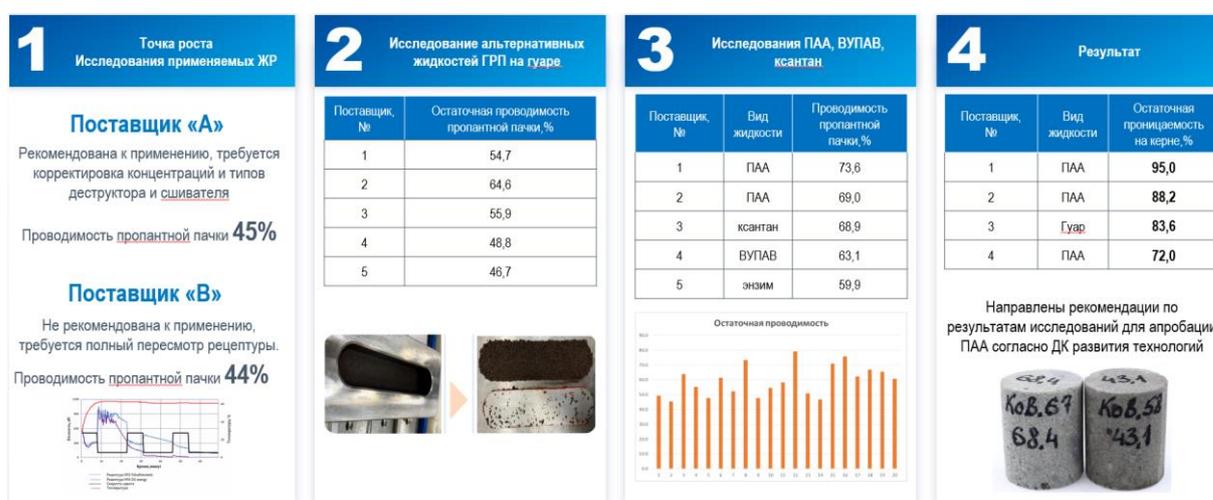
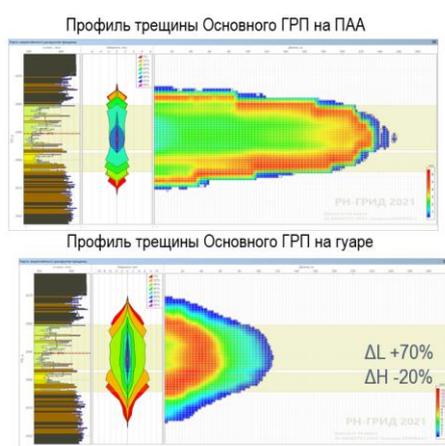


Рисунок 1 – Развитие рецептур жидкости ГРП по результатам лабораторных исследований

Проектирование дизайнов ГРП с использованием ПАА в целом аналогично проектированию на основе гуара. Используется те же степенные законы при описании реологии, тот же анализ ГРП и стадии.

Отличия заключаются в подборе графика закачки. Для ПАА обычно применяют более высокие расходы жидкости — от 4 до 7 м³/мин, в то время как при использовании гуара расходы составляют от 2,5 м³/мин и редко превышают 4 м³/мин. Кроме того, максимальная концентрация пропанта в дизайнах на ПАА, как правило, ограничивается 700 кг/м³, тогда как на гуаре возможно достижение концентраций до 1400 кг/м³.

В апреле–мае 2024 года на месторождении Восточной Сибири впервые применялись жидкости на основе ПАА. При этом для выполнения работ был выбран отечественный производитель ПАА (локализация 100%). Из шести выполненных операций одна завершилась досрочно (получен «СТОП») из-за сложных геолого-технических условий. Однако первые результаты промысловых данных выявили эффективность применения систем на основе ПАА.



- ✓ Всего проведено 6 операций ГРП на ПАА в 3 скважинах. (1 СТОП). Возможная причина СТОП связана с высокими потерями давления на трещинах.
- ✓ Всего выдано более 50 инженерных решений.
- ✓ Масса пропанта на ОГРП (без тестовых закачек) от 30 до 65 т.
- ✓ Скорость закачки от 5,4 до 6,0 м³/мин. Буферная стадия ≈ 120м³.
- ✓ Максимальная забойная концентрация пропанта от 500 до 600 кг/м³.
- ✓ Очное сопровождение специалистами института операций по ГРП на КГС 505. От тестирования жидкости разрыва ПАА до проведения ОГРП.
- ✓ Апробация отечественного производителя ПАА от Научно-производственного предприятия «КФ».
- ✓ Загрузка ПАА от 8.0 до 9.0 л/м³, на продавке 4 л/м³.
- ✓ Всего закачено в пласт на жидкости ПАА 321 тонны пропанта, из них 140 фракции 20/40 и 181 16/20.

Сравнение геометрических параметров ПАА vs ГУАР

Параметр	Факт ПАА	Гуар
Масса, т	67	67
Загр. Полуудина, м	257	116
Загр. Высота, м	36.7	45
Загр. Ширина, м	3.0	5.8
Безразмерная проводимость	1.0	3.9
Проводимость трещины, мД*м	706.3	1317
Проницаемость трещины, Мд	256700	200660

Анализ мини ГРП

Параметр	Дизайн	Факт
ISIP, атм	140	118
Pnet, атм	71	62
Eff, %	20.4	30.6
Pct_bh, атм	336	335

Рисунок 2 – Сравнительный профиля трещины с использованием рабочих жидкостей на основе ПАА и гуаре

На одной из скважин был выполнен ГРП на основе ПАА только на 5 стадии. Результаты ПГИ после проведения работ показали, что приток из данного интервала составляет 25% (таблица 1) от общего притока, а на соседней скважине куста где был выполнен «гуаровый» ГРП на всех стадиях приток из 5 муфты составил лишь 8% (таблица 2) от общего (рисунок 3).

Таблица 1 – Результаты ПГИ по скважине с ПАА на 1 стадии

Муфта ГРП, №	Тоннаж ГРП	Глубина по ГИС, м / а.о., м	Приток, %
5	35 (ПАА)	3534.50 / -2116.23	25.00
4	80	3687.90 / -2118.96	7.00
3	80	3861.90 / -2118.80	45.00
2	72	4059.60 / -2120.05	23.00
1	63 (СТОП ОГРП)	4202.50 / -2133.79	Слабый приток ГКС с признаками пластовой воды
Дебит при ПГИ			1077 тыс. м³/сут

Таблица 2 – Результаты ПГИ по соседней скважине

Муфта ГРП, №	Тоннаж ГРП	Глубина по ГИС, м / а.о., м	Приток, %
5	102	3677.70/ -2117.06	8.00
4	98	3841.30/ -2115.48	22.00
3	62	4005.30/ -2115.73	28.00
2	67	4159.00/ -2121.42	15.00
1	42	4358.80/ -2135.05	27.00
Дебит при ПГИ			1172 тыс. м³/сут

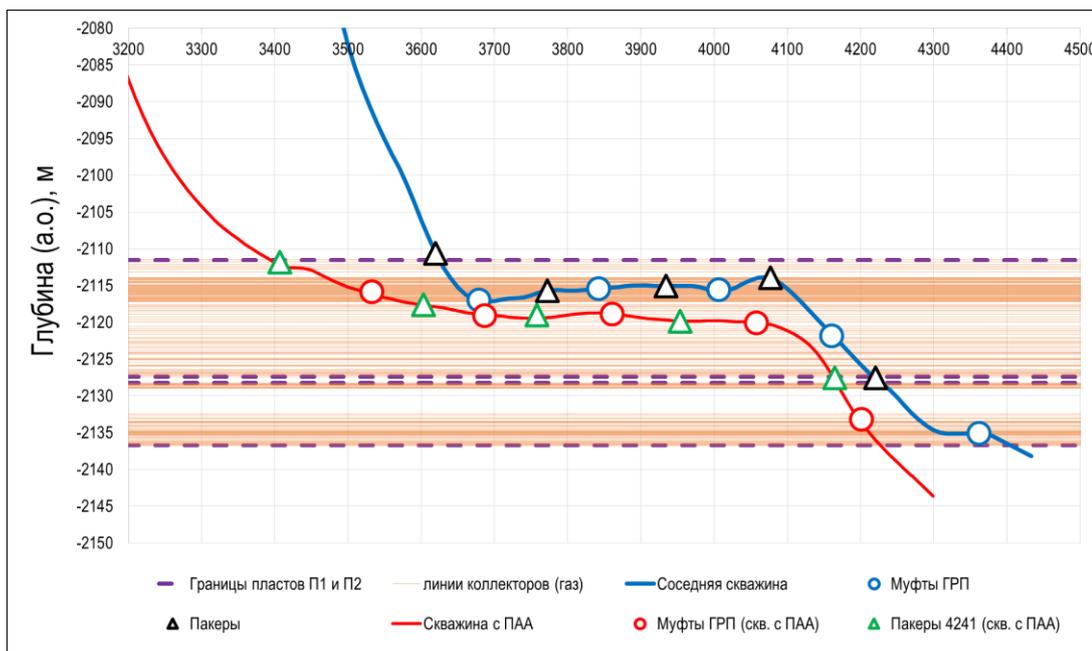


Рисунок 3 – Сравнение пространственного расположения муфт ГРП на скважинах с ГРП и профиля притока

Несмотря на то что ОПР на месторождении продолжают и основные результаты еще предстоит получить, уже достигнутые результаты подтверждают стратегическую значимость разработки и внедрения отечественных ПАА в технологию ГРП.

Апробация ПАА в ПАО «Газпром» позволила не только снизить зависимость от импорта, но и создать задел для инноваций. Увеличение продуктивности скважин на 40–80% в сравнении с традиционными системами, а также оптимизация затрат за счет адаптации рецептур к конкретным условиям, подтверждают перспективность технологии. Уже сегодня ПАА становится стандартом для сложных коллекторов, демонстрируя, что импортозамещение — не только вызов, но и импульс для развития отечественных решений. Дальнейшие шаги включают масштабирование технологии, углубление геомеханических исследований и обучение команд, что позволит минимизировать риски и раскрыть потенциал ПАА в полной мере.

Список литературы

1. *Войтехин О.Л.* Технологические подходы к оптимизации темпа разработки трудноизвлекаемых запасов нефтяного месторождения / О.Л. Войтехин, А.Б. Неворова // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2023. - № 3. – С. 68 – 79;
2. *Самойлов А.С., Вотчель В.А., Соколов А.Ф., Парёха А.С.* Определение оптимальных рецептур жидкостей гидроразрыва пласта для условий низких пластовых температур вендских отложений на основе лабораторных исследований//Нефтепромышленное дело. – 2024 - 11(671) – С.38-48;
3. *Самойлов А.С., Вотчель В.А., Парёха А.С., Мальшиев И.О., Тукмакова Т.Н., Шварц А.В.* Определение и испытание оптимальных рецептур жидкостей гидроразрыва пласта для пластов с большим содержанием монтмориллонитовых глин. // Нефтяное хозяйство. — 2024. — №11. — С.114-118.

Нейросетевой подход к оптимизации планирования сайклинг процесса на газоконденсатных месторождениях

А.Н. Шандрыгин¹, З.Р. Саптарова², Т.А. Муртазин², З.Д. Каюмов², Г.Д. Хашан²,
С.А. Усманов², В.А. Судаков²

1- ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

2- Казанский (Приволжский) федеральный университет

E-mail: saptarovazalina@yandex.ru

Аннотация

В работе предложено решение по оптимизации процесса подбора объемов обратной закачки сухого газа, давления на момент закачки, ее продолжительности в рамках планирования сайклинга на газоконденсатных месторождениях при различных исходных геологических условиях пласта и пластовой смеси. Подход разработан с использованием расчетов притока к скважине многокомпонентной газоконденсатной системы и алгоритмов машинного обучения. Рассмотрены основные факторы, влияющие на процесс образования в призабойной зоне скважины зон повышенной насыщенности конденсата («конденсатной банки») – потенциальное содержание компонент C5+ в составе пластовой смеси, степень неоднородности пласта-коллектора. Ключевой особенностью является учет не только технологической эффективности сайклинга, но и экономической, за счет задания поиска максимума по NPV. В результате подхода стало возможным оперативно подобрать наиболее оптимальный дизайн сайклинга, который в дальнейшем можно проработать на более детальных гидродинамических моделях. Предложенное решение служит альтернативой заданию осредненных показателей разработки, принимаемых при составлении проектной документации, и способствует более эффективному извлечению конденсата.

Ключевые слова

Газоконденсатное месторождение, сайклинг, коэффициент извлечения конденсата, NPV.

Эффективная добыча конденсата из газоконденсатных месторождений с высоким начальным содержанием тяжелых углеводородов (фракции C5+ с концентрацией свыше 250-300 г/м³) представляет собой сложную задачу. Практический опыт эксплуатации подобных месторождений демонстрирует, что коэффициент извлечения конденсата (КИК) редко превышает 30-40%. Такая низкая эффективность обусловлена сложностями в мобилизации и вытеснении тяжелых фракций из пласта. Вследствие этого, значительная часть начальных запасов высокомолекулярных углеводородов остается в пласте в виде остаточных запасов.

Таким образом, для достижения высоких значений КИК необходимым становится привлечение методов воздействия на газоконденсатный пласт, в числе которых, в первую очередь, следует указать сайклинг-процесс, заключающийся в поддержании энергетики пласта путем обратной закачки сухого газа и позволяющий, тем самым, замедлить процессы ретроградной конденсации, добыть более значительные объемы конденсата и увеличить коэффициент извлечения конденсата.

На эффективность технологии могут повлиять множество факторов – геологические условия залежи, в частности степень неоднородности пласта, характеристики самой пластовой газоконденсатной системы – например, потенциальное содержание наиболее ценных компонент C5+ в составе смеси (PC5+ на сухой газ), а также технологические параметры, такие как объем, продолжительность, момент старта закачки, которые важно учитывать при планировании реализации сайклинга.

Целью данной работы является оптимизация сайклинг-процесса с точки зрения подбора наиболее эффективных и экономически выгодных коэффициентов возврата газа (соотношения объемов закачиваемого и добываемого газа), пластовых давлений на момент

старта закачки, а также ее длительности при заданных характеристиках залежи и пластовой смеси.

Для оптимизации сайклинга зачастую используется композиционное моделирование пласта, которое занимает очень много времени из-за сложности совместного решения дифференциальных уравнений фильтрации компонентов и уравнений, описывающих PVT свойства флюидов. Ввиду указанного применение нейросетевого подхода позволяет ускорить выбор наиболее оптимального варианта сайклинг-процесса и технологических параметров его реализации.

В рамках данной работы проведена серия расчетов на композиционной гидродинамической модели (ГДМ) двухфазной фильтрации с варьируемым составом газоконденсатной смеси, при различных уровнях пластового давления на момент закачки, а также при изменяемых коэффициентах возврата сухого газа обратно в пласт. Кроме того, расчет вариантов осуществлен при различной степени неоднородности коллектора с целью воспроизведения неравномерного продвижения флюида к скважине. Все варианты сопровождаются оценкой экономической эффективности путем расчета NPV. На основе полученных с ГДМ результатов составлена обучающая и тестовая выборки для формирования нейросетевой модели, которая позволяет подбирать оптимальные с точки зрения прироста КИК и затрат на проведение сайклинг-процесса объемы возврата газа при заданных характеристиках пласта.

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений за счет комплексной оптимизации схемы размещения скважин и элементов газового промысла

И.О. Ходаков¹, А.Н. Шандрыгин²

1-Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

2-ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

E-mail: Khodakov.IO@gazprom-neft.ru

Аннотация

Рациональная разработка и эксплуатация месторождений природного газа требует решения комплекса задач по оптимизации технологических решений по проектированию и управлению процессом разработки, а также инфраструктурных решений по обустройству месторождений, направленных на достижение максимального экономического эффекта при обеспечении максимально возможных коэффициентов извлечения углеводородов. В рамках данной работы представляется методика оптимизации размещения эксплуатационных скважин, кустовых площадок и дожимных компрессорных станций (ДКС) с учетом технологических, экономических и ландшафтных ограничений. Предлагаемый подход основан на математическом моделировании, включающем анализ плотности запасов в пласте для наиболее рационального размещения скважин проектного фонда с учетом минимизации затрат на строительство инфраструктуры для сбора и подготовки продукции и транспортировки с месторождения. Дополнительно рассматриваются ландшафтные ограничения, влияющие на размещение объектов инфраструктуры. Представляемая методика может использоваться при проектировании разработки месторождений природного газа и обустройства газовых промыслов с целью повышения рентабельности разработки месторождений и рационального использования природных ресурсов.

Ключевые слова

Оптимизация сети сбора и транспорта, газоконденсатное месторождение, интегрированное моделирование, кустование скважин, оптимизация расположения ДКС.

Задачи оптимизации газового промысла на месторождениях природного газа

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений требует существенных капитальных вложений в строительство скважин и наземную инфраструктуру газового промысла. При этом, затраты на создание наземной инфраструктуры не только не уступают, но и, зачастую, превышают затраты на строительство скважин.

В общем виде объекты инфраструктуры газового промысла обычно включают: внутрипромысловые трубопроводы, газосборные пункты, оборудование промысловой подготовки газа, компрессорные станции, а также вспомогательные сооружения, в числе которых можно указать хозяйственные объекты, механические мастерские, транспортная сеть, объекты водоснабжения и связи. Количество, характер и мощность промысловых сооружений зависят от геолого-эксплуатационной характеристики месторождения. При кустовом размещении скважин существенные затраты связаны с сооружением кустовых оснований.

Для обеспечения как экономической, так и технологической эффективности процесса разработки месторождений природных газов требуется оптимизация газового промысла с комплексным подходом к проектированию технологических процессов разработки месторождений природных газов и инфраструктурных объектов. Это предполагает построение объектов инфраструктуры с учетом реализуемых технологических решений по разработке месторождений, включая систему размещения скважин и технологические режимы их эксплуатации, климатических и ландшафтных условий, а также требований по экспорту продукции с месторождения. Данная задача представляется довольно сложной ввиду жесткой взаимосвязи принимаемых решений по строительству и эксплуатации объектов наземной инфраструктуры и размещением скважин на площади месторождений (с учетом профиля стволов и типов заканчивания). Указанная задача еще более усложняется для многопластовых месторождений, разработка которых неизбежно связана с выделением нескольких эксплуатационных объектов. Решение указанной задачи может проводиться путем совместной (комплексной) оптимизации размещения объектов инфраструктуры и скважин на месторождении. При этом, в качестве критерия оптимизации следует рассматривать экономические показатели эффективности разработки с обеспечением максимально возможной выработки запасов углеводородов (УВ).

Алгоритм оптимизации газового промысла

Для оптимизации газового промысла предлагается алгоритм, предусматривающий нахождение наиболее оптимального с технологической и экономической точек зрения расположения скважин, кустовых площадок для скважин, УКПГ и дожимной компрессорной станции (ДКС), а также других объектов промысла. Алгоритм направлен на минимизацию издержек строительства инфраструктуры рассматриваемого объекта (эксплуатационный объект, залежь, участок залежи и т.д.) при максимизации добычи газа с соблюдением заданных ограничений, включая технологические и ландшафтные условия, а также имеющиеся ограничения на размещения объектов обустройства по площади месторождения.

При построении алгоритма оптимизации газового промысла учитывались следующие физические и технологические ограничения:

Географические ограничения.

- Заповедники и водоохранные зоны: запрещено размещение кустовых площадок и ДКС на территории заповедников; забои скважин при этом могут располагаться на территории заповедников и водоохранных зон.

Технологические ограничения.

- Максимальный угол наклона ствола скважины от кустовой площадки не должен превышать критические значения по условиям проводки скважин заданного профиля и типа заканчивания.

- Максимальное количество скважин, которое может быть размещено на одной кустовой площадке исходя из условий разработки месторождений, а также требований правил охраны природы и техники безопасности, в данном конкретном случае принято равным составляет 5 (данное количество принято в качестве оптимального с точки зрения максимальной загрузки внутрикустовой инфраструктуры, но не является обязательным).

- Минимальное количество скважин на залежи в данном конкретном рассматриваемом примере – 5 (принято в данном алгоритме, но может быть пересмотрено), значение в процессе расчета оптимального количества скважин может варьироваться в зависимости от объема залежи и затрат на бурение.

Экономические ограничения.

- Минимизация суммарного расстояния от кустов до УКПГ и ДКС для снижения издержек на транспортировку газа.

- Минимизация затрат на строительство кустовых площадок.

- Минимизация затрат на проходку бурения и количество стали для эксплуатационных колонн скважин.

Алгоритм предполагает разбиение площади газоносного пласта на ячейки различного размера (значение вариативно) в зависимости от конкретной задачи (в данном конкретном случае приняты размером 500×500 метров. Каждая ячейка имеет свои запасы газа, в рассматриваемом примере варьируются в диапазоне от 50 до 150 условных единиц (также условная величина, которая может варьироваться).

Все указанные значения параметров были приняты в качестве примера для возможности тестирования предлагаемого алгоритма. Они могут варьироваться в различных диапазонах в зависимости от конкретных условий разработки месторождения. Отдельные из указанных условий могут не учитываться, также к ним могут добавляться и другие ограничения в зависимости реальной залежи.

Реализация расчетов в соответствии с предложенным алгоритмом производится в несколько этапов, на каждом из которых решается отдельная задача проектирования инфраструктуры:

1. Оптимизация количества скважин и их размещения.

Выбор оптимального количества скважин является первоочередным этапом проектирования газового промысла. Чрезмерное увеличение планового количества скважин приводит к росту капитальных затрат на бурение, строительство инфраструктуры и эксплуатационные расходы, в то время как недостаточное количество скважин снижает эффективность разработки месторождения и приводит к недоизвлечению углеводородов. Оптимизация количества скважин решается упрощенно как дискретная задача оптимального выбора, в которой целевая функция представляет собой максимизацию прибыли при варьировании количества скважин.

Основными критериями выбора местоположения скважин являются:

- Максимальная насыщенность запасами газа – выбираются ячейки с наибольшими запасами.

- Обеспечение равномерного извлечения – скважины не должны располагаться слишком близко друг к другу, чтобы избежать локального истощения пласта.

- Минимальное расстояние между скважинами – не менее одной ячейки (500 м), что снижает интерференцию.

2. Оптимизация расположения кустов.

Кустовое расположение скважин позволяет существенно снизить затраты на строительство инфраструктуры, поскольку несколько скважин могут быть объединены в одну кустовую площадку, снижая суммарную протяженность трубопроводов, затраты на строительство дорог, а также упрощают процесс замера продукции и осмотра скважин.

Решение данной задачи основано на следующих ограничениях, накладываемых на строительство и локацию:

- Проверка технологического ограничения на угол наклона ствола скважины (≤ 60 градусов)
- Проверка ограничения на максимальное количество скважин на кусте (≤ 5).
- Минимизация расстояния от скважины до кустовой площадки
- Проверка отсутствия заповедников, рек, озер в данных ячейках

На первом этапе решения текущей задачи производится кластеризация скважин на группы с учетом минимизации расстояний между ними. Для этого используется алгоритм K-means.

После первичной итерации кустования скважины перераспределяются по кустам так, чтобы минимизировать расстояние до центроида. Проверяется, что в каждом кусте не более 5 скважин. Если в кусте остается только одна скважина, то куст удаляется, а скважина остается самостоятельной.

На следующей итерации происходит поиск новых оптимальных координат куста.

3. Оптимизация расположения ДКС.

Дожимные компрессорные станции (ДКС) являются важными объектами инфраструктуры газовых промыслов и предназначены для поддержания требуемого давления газа, а также обеспечения его транспортировки к пунктам подготовки или магистральным газопроводам.

ДКС способствуют повышению давления газа на выходе. При снижении пластового давления в процессе разработки месторождения, давление на устье скважины становится недостаточным для самопроизвольного транспорта газа по трубопроводам. ДКС компенсирует это снижение, обеспечивая транспортировку газа в систему сбора и далее в магистральные газопроводы.

За счет снижения забойного давления компримирование газа способствует повышению дебита скважин и увеличению объема извлекаемых запасов. ДКС должна быть размещена таким образом, чтобы минимизировать суммарное расстояние до кустов и снизить затраты на компримирование газа.

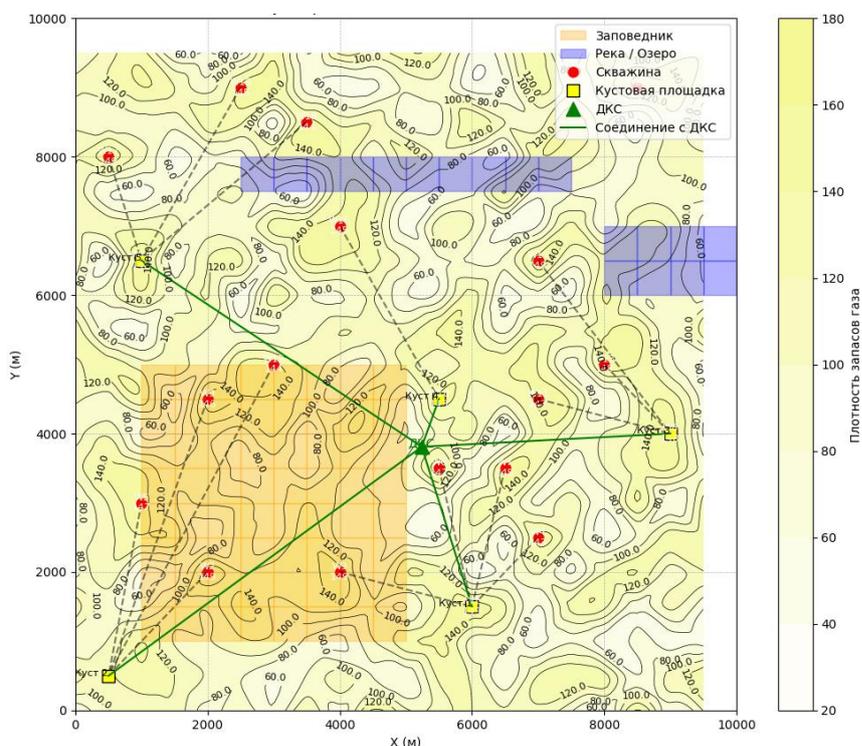


Рисунок 1 – Пример реализации алгоритма оптимизации газового промысла

К вопросу определения насыщенности реликтовой (рассеянной) нефти пластов нефтегазоконденсатных залежей

А.Н.Шандрыгин¹, П.П.Филоненко¹

1- ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

E-mail: shan.alex2010@yandex.ru

Аннотация

Выполнен анализ механизмов образования рассеянной (реликтовой) нефти в газонасыщенных пластах и ее влияние на процессы разработки месторождений природных углеводородов (УВ). Разработан подход к оценке насыщенности пластов рассеянной нефтью на основе математического моделирования пластовой углеводородной системы в рамках единого уравнения состояния газоконденсатной системы и нефти с учетом положения о равновесии пластовых флюидов в залежи в начальный момент разработки и отсутствии на газонефтяном контакте фазовых переходов.

С использованием разработанного подхода была выполнена оценка величины насыщенности рассеянной нефтью пластов нескольких реальных нефтегазоконденсатных объектов, а также пластов, насыщенных модельными углеводородными системами.

Ключевые слова

Газонасыщенный, математическое моделирование, месторождение, методика, нефть, пластовый газ, проба, рассеянная, реликтовая, углеводороды, уравнение состояния

Поровое газонасыщенное пространство многих залежей УВ, наряду с остаточной водой, насыщено также и нефтью, которая обозначается различными терминами: остаточная, связанная, рассеянная, реликтовая и др. Впервые наличие такой нефти в газонасыщенных пластах месторождений УВ было установлено Дурмишьян А.Г. в конце 50-х годов прошлого века при изучении керн продуктивных горизонтов газоконденсатных месторождений Азербайджана [1].

В последующем наличие связанной нефти было установлено на месторождениях УВ Мангышлака, Украины, Оренбургской области, Краснодарского края, Средней Азии и Западной Сибири [1-3]. Значения насыщенности связанной нефтью, согласно имеющимся данным, могут изменяться в широких пределах в зависимости от геолого-физических характеристик месторождений, а также от условий их формирования. Значительные пределы изменения величин насыщенности рассеянной нефти наблюдались по результатам исследований керн, отобранного из газонасыщенных интервалов горизонтов VII и VIII месторождения Карадаг - от 2,7 до 26,5 % (средние значения – 12%) и от 2,9 до 40 % (среднее- 16,4 %), Калмас - от 2,3 до 43,4 %, Мылджинское – от 0,9% до 58,4%, Лугинецкое – от 1,1 до 49,5 % и ряда других.

Механизм образования рассеянной нефти в газонасыщенных пластах месторождений УВ является одной из характерных особенностей процесса формирования залежей и может быть обусловлено как первичной нефтенасыщенностью, так и вторичными процессами [4,5]. В числе основных механизмов могут быть указаны:

- миграция газа в первоначально нефтенасыщенный пласт в последующей стадии геологического развития объекта;
- поступлении в ловушку углеводородов в двухфазном состоянии при их миграции входе формирования газоконденсатной или нефтегазоконденсатной залежи;
- вследствие тектонических процессов в пластах, содержащих газоконденсатную залежь;
- разрушка отложений вследствие тектонических процессов в нефтегазоконденсатных, газонефтяных и нефтегазовых залежах с расширением газовой шапки вниз по падению пласта;
- разгазирование нефти при разгрузке и уменьшении давления в нефтяной залежи.

Насыщение порового пространства пластов рассеянной нефти оказывает в основном отрицательное влияние на процессы разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей, включая: погрешности в оценки запасов газа в залежи УВ; снижение проницаемости коллектора в дополнение к влиянию остаточной водонасыщенности; осложнение в эксплуатации газовых скважин и системы сбора и подготовки при появлении нефти в продукции, а также влияние рассеянной нефти на динамику потенциального содержания C5+ пластового газ при изменении пластового давления.

В связи с этим, решение проблемы определения величины насыщенности газонасыщенного порового пространства залежей УВ рассеянной нефтью представляется крайне важной.

Подход к оценке насыщенности пластов рассеянной нефтью на основе математического моделирования

Методика оценки насыщенности пластов рассеянной нефтью основывается на идее равновесного состояния пластовых флюидов в залежи до начала разработки и композиционном представлении о пластовом флюиде.

Математическое моделирование пластовой углеводородной системы осуществляется в рамках единого уравнения состояния газоконденсатной системы и нефти с учетом положения о равновесном состоянии пластовых флюидов в залежи в начальный момент разработки и отсутствия на ГНК фазовых переходов. Создается уравнение состояния с едиными параметрами по выбранным пробам пластовой нефти из нефтяной оторочки и результатам исследования проб пластового газа. За счёт изменения состава по глубине описываются обе фазы и получаются свойства флюидов.

Состав пробы пластовой нефти приводится к такой глубине, чтобы расчёты глубины ГНК по дифференциации состава и свойств по глубине совпадали с фактической глубиной ГНК.

В результате расчетов определяется компонентный состав и свойства «модельного» пластового газа по глубине пласта и выполняется сопоставление данных лабораторных исследований проб пластового газа и математически воспроизведенного «модельного» газа.

Расхождение результатов сопоставления объясняется существованием двухфазной системы «пластовый газ-связанная нефть» в газонасыщенной части пласта.

Производится в итерационном процессе смешение воспроизведенного «модельного» газа с нефтью с различной нарастающей мольной долей нефти с контролем полученного состава и состава пластового газа (проба газа).

Завершаются расчеты при достижении требуемой точности состава модельного и пластового газа. Мольная доля нефти, при которой завершаются расчеты, принимаются в качестве величины насыщенности пласта рассеянной нефтью.

Результаты

С использованием данного подхода были проведены исследования для нескольких объектов. Использовался компонентный состав пластовой нефти и пластового газа полученный по результатам исследований глубинных проб УВ отобранных из нефтяной оторочки и газовой шапки реальных месторождений X и У, находящихся в Западной Сибири, а также модельные составы нефти и пластового газа, имитирующие пробы нефти и газа отобранные с определенных глубин (при соответствующих давлениях и температурах) гипотетической нефтегазоконденсатной залежи. Компонентный состав нефти и газа для рассматриваемых систем приведен в таблице 1, а условия отбора проб УВ – в таблице 2.

Величины насыщенности рассеянной нефтью газонасыщенного порового пространства пластов рассматриваемых объектов приведены в таблице 3.

Таблица 1 – Компонентный состава проб нефти и пластового газа

Компоненты	Содержание, мол. %		Содержание, мол. %		Содержание, мол. %	
	Месторождение X		Месторождение Y		Синтетика	
	Пластовая нефть	Пластовый газ	Пластовая нефть	Пластовый газ	Пластовая нефть	Пластовый газ
CO ₂	0,22	0,254	2,87	4,877	5,139	4,877
N ₂	0,224	0,521	0,249	0,258	0,238	0,258
CH ₄	42,746	92,161	62,901	80,181	76,341	80,181
C ₂ H ₆	4,534	3,982	7,54	6,511	7,543	6,511
C ₃ H ₈	3,513	1,692	3,431	2,26	1,528	2,26
<i>i</i> C ₄ H ₁₀	1,063	0,37	1,76	0,972	0,912	0,972
<i>n</i> C ₄ H ₁₀	1,752	0,5	0,871	0,441	0,918	0,441
<i>i</i> C ₅ H ₁₂	0,926	0,177	3,41	1,43	2,307	1,43
<i>n</i> C ₅ H ₁₂	0,846	0,146	3,58	1,41	2,28	1,41
C ₆ H ₁₄	1,335	0,142	3,03	0,948	1,842	0,948
C ₇ +	42,841	0,055	10,358	0,712	0,952	0,712
ПС5+, г/м ³	-	17,9	-	162	-	257

Таблица 2 – Условия отбора проб

Параметры	Месторождение		Синтетика
	X	Y	
Глубина ГНК, м	1750	2310	2530
Глубина отбора пробы нефти, м	1762	2326	2545
Глубина отбора пробы газа, м	1728	2288	2506
Давление в точке отбора нефти, бар	169,2	231,7	253,5
Давление в точке отбора газа, бар	165,2	227,9	249,6
Температура в точке отбора нефти, С	35,0	65,2	72,4
Температура в точке отбора газа, С	33,9	64,0	71,1

Таблица 3 – Значения насыщенности рассеянной нефтью

Месторождение		Синтетика
X	Y	
5,3 %	7,3 %	8,8 %

Список литературы

1. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979. 335 с.
2. Ковалев А.Г., Кузнецов В.В., Покровский В.В., Сонич В.П., Питкевич В.Т. О содержании остаточной нефти в газонасыщенных зонах нефтегазовых месторождений Приобья // Нефтяное хозяйство, 1986, № 9, с. 41—43.
3. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Адсорбционно-связанная нефть газоконденсатных месторождений // Геология и геофизика, 2016, т. 57, № 6, с.1213—1224.
4. Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 272 с.

5. Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения/*А.М. Бриндзинский, В.И. Петерсилье, Г.А.Габриэляни, Н.П. Королева, Е.С. Умнов*// Геология нефти и газа, 1982, № 12, с.10-11.

Вероятностное 1D геомеханическое моделирование

А.В. Шварц¹, Ф.Ф. Хуснутдинов²

1-ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

2-АНО ВО Университет Иннополис

E-mail: A_Shvarts@vniigaz.gazprom.ru

Fa.khusnutdinov@innopolis.ru

Аннотация

Комплексное решение задач 1D геомеханического моделирования на основе архитектуры организации передачи данных между расчетными модулями и модулями графического отображения данных, получения статистической информации о данных, в том числе для решения специальных задач по проактивному контролю неопределенности в бурении и технологических операций.

Ключевые слова

Геомеханика, геомеханическое моделирование, многовариантные расчёты, оценка неопределенности, workflow, напряжение, моделирование, комплексное моделирование.

В настоящее время на этапе разведки и разработки месторождений нефти и газа активно используются технологии построения и внедрения цифровых геолого-геомеханических моделей месторождений, основанных на пространственном распределении (1D модели вдоль траектории скважины) физико-механических свойств и напряженного состояния горных пород [1]. Использование таких моделей позволяет решать широкий спектр задач, таких как расчет устойчивости ствола скважины в процессе бурения, устойчивость прискважинной зоны в процессе разработки (расчет предельной депрессии, количества взвешенных частиц (КВЧ) и кумулятивный вынос песка при запредельных депрессиях), проектирование геолого-технологических мероприятий (например, ГРП), определение направления и величины максимального горизонтального напряжения, учет влияния изменения напряженного состояния пород в процессе разработки месторождения на характеристики горных пород и добычных параметров [2, 3].

Построение геолого-геомеханических моделей, как правило, сопряжено с необходимостью многократного пересчёта целевых параметров и калибровки их на прямые или косвенные скважинные данные (керновые исследования, ГДК, буровые события, результаты стадий мини-ГРП, кавернометрия и т.д.). Помимо решения задач оптимизации траекторий и конструкций скважин результаты геолого-геомеханического моделирования являются основой для разработки оптимального дизайна ГРП, моделирования проседания дневной поверхности и ухудшения ФЕС коллектора при разработке месторождений, прогноза выноса песка слабосцементированных коллекторов, анализа реактивации тектонических нарушений. Всё это вкуче с наличием геологических неопределенностей обуславливает потребность в гибком инструменте проведения многовариантных расчётов и анализа их результатов [4].

Необходимость оценки неопределенности для минимизации рисков сместило построение моделей устойчивости ствола скважин из детерминированной области в стохастическую. Для исследования неопределенности обычно используется метод Монте-Карло (ММК). Этот метод обеспечивает эффективный и прямой способ оценки неопределенностей и уже успел стать отраслевым стандартом для этой цели [5, 6].

Количественное выражение неопределенности геомеханической модели включает построение доверительного интервала (для заданного уровня достоверности) для расчетных параметров модели. При этом диапазон вариации параметров геомеханической модели должен соответствовать точности измерения (или восстановления) соответствующего параметра. Необходимо рассмотреть стохастические реализации модели (диапазон вариации параметров должен соответствовать точности измерения или восстановления), определить наихудший и наиболее вероятный вариант, а также построить вероятностные прогнозы (квантили) P10, P50 и P90 (рисунок 1).

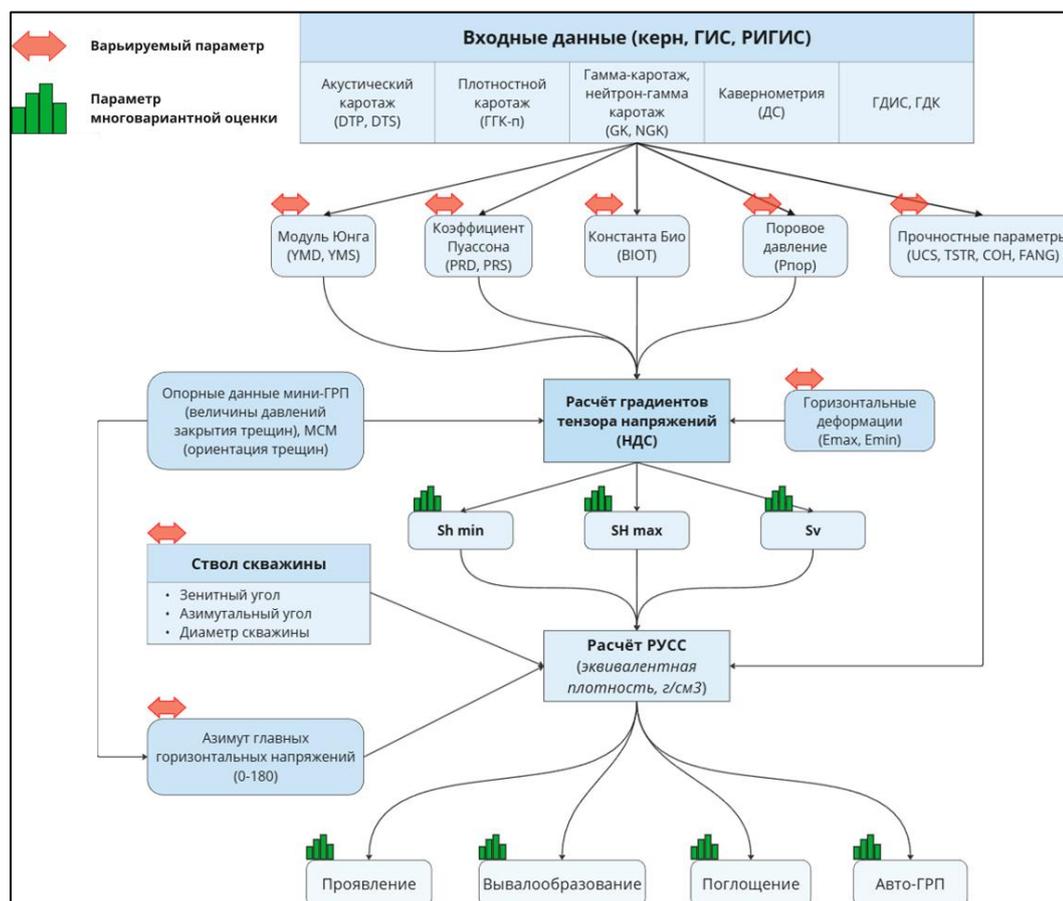


Рисунок 1 – Схема построения 1D ГММ с указанием этапов оценки неопределенности.

В работе представлены подходы по реализации многовариантного расчета для прогноза и анализа неопределенности построения геолого-геомеханической модели в рамках цифровой инструмента. Описаны актуальные задачи одномерного и трехмерного геомеханического моделирования с применением в них методов оценки неопределенности, описание архитектуры и логики работы разработанного инструмента автоматизации и многовариантных расчётов для процессов 1D геомеханического моделирования (далее Workflow), а также представлены результаты апробации на объектах компании Газпром.

Список литературы

1. СТО Газпром 2-3.2-1218-2020 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтегазоконденсатные. Цифровые геомеханические модели. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации.
2. ГОСТ Р 53375-2016 национальный стандарт Российской Федерации, Скважины нефтяные и газовые: Геолого-технологические исследования. Общие требования Oil and gas

wells. Geological-technological logging. General requirements, ОКС 73.020, Дата введения 2017-03-01.

3. *Торонецкий К.В., Каюров Н.К., Черемисин А.Н., Лушев М.А., Самойлов М.И., Ульянов В.Н., Борисов Г.А.* «Построение 1D физико-механических моделей и решение задач устойчивости ствола скважины и прискважинной зоны», Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 11/2016, (стр 30-42);

4. *Рыбников А.В., Саркисов Г.Г.* Стохастические геологические модели — методы, технологии, возможности // Нефтяное хозяйство. — 2001. — №6. — С.22-25;

5. *Садыков Р.М.* Подбор оптимального числа симуляций Монте-Карло при вероятностном подсчете ресурсов углеводородного сырья // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. — 2022. — Т. 4. — №4. — С. 32-44.

6. *Rasool Khosravanian, Bernt S. Aadnøy,* Monte Carlo simulation in wellbore stability optimization Methods for Petroleum Well Optimization, 2022.

Сопровождение бурения горизонтальных скважин и скважин конструкции «fishbone» на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири: геологические вызовы и выученные уроки по результатам бурения

А.В. Шинчихин¹, М.А. Васильев¹, В.В. Шаламов¹, С.И. Шкуратов² А.Н. Помазов², Д.С. Басанов², Р.Р. Кудашев²

1- Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

2 - ООО «Газпромнефть-Заполярье»

E-mail: alexshinchikhin@mail.ru

Аннотация

В докладе представлены избранные результаты и методики, разработанные в процессе бурения горизонтальных скважин и скважин конструкции «fishbone» на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири. Наличие большого количества неопределенностей, а также сложное тектоническое строение месторождения потребовало серьезной предпроектной подготовки, а также корректирующих мероприятий на этапе сопровождения бурения скважин. В рамках работы проведен анализ рисков наличия траппов и интрузивных тел в районе бурения, уточнена проектная петрофизическая модель, разработана и внедрена практика бурения мини-пилотных стволов, а также методика оценки проектного дебита в процессе бурения скважин.

Ключевые слова

Восточная Сибирь, вендские отложения, терригенный коллектор, траппы, интрузивные тела, проницаемость, дебит

Использование данных сейсморазведки при анализе районов бурения

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и характеризуется сложным тектоническим строением со множеством разрывных нарушений, определяющих блоковое строение с различными флюидами контактами [1]. Продуктивными являются терригенные отложения венда, в которых выделяются 3 пласта N1, N2 и N3, сформировавшиеся в смешанных прибрежно-морских и речных условиях. Процесс строительства скважин осложняется наличием аргиллитов выше по разрезу, влияющих на устойчивость ствола скважины, а также проявлением траппового магматизма в некоторых районах бурения [2].

Исследуемый район полностью покрыт сейсморазведочными работами 3D, площадными грави-магнитометрическими исследованиями, по 113 скважинам имеются исследования по вертикальному сейсмическому профилированию/акустическому каротажу

(ВСП/АК). При выделении дизъюнктивных нарушений были использованы различные модификации атрибутов когерентности, карты углов наклона, выполнялся анализ волнового поля на предмет наличия признаков разломов, учитывались региональные исследования. В результате анализа разломы были разделены на уверенные и возможные. Первые проявляются как на картах сейсмических атрибутов, так и на разрезах, а по скважинным данным являются непроницаемыми. Вторые проявляются только на разрезах в виде флексур, изолирующие свойства таких разломов не доказаны.

Для минимизации рисков пересечения скважинами интрузивных тел, на этапе обоснования размещения проектных кустов газовых скважин (КГС) проводился детальный анализ геолого-геофизических данных района с учетом ближайших разведочных скважин. По результатам интерпретации данных сейсморазведки 3D и магниторазведки были локализованы интрузивные тела, выделены основные зоны риска с учётом линейных размеров и глубины залегания предполагаемых объектов, способных вызвать технологические риски при бурении. В дальнейшем при подтверждении прогнозных интрузий пилотными скважинами на основании данных ГИС и информации о поглощении при бурении, проводилась оптимизация траекторий добывающих скважин (рисунок 1).

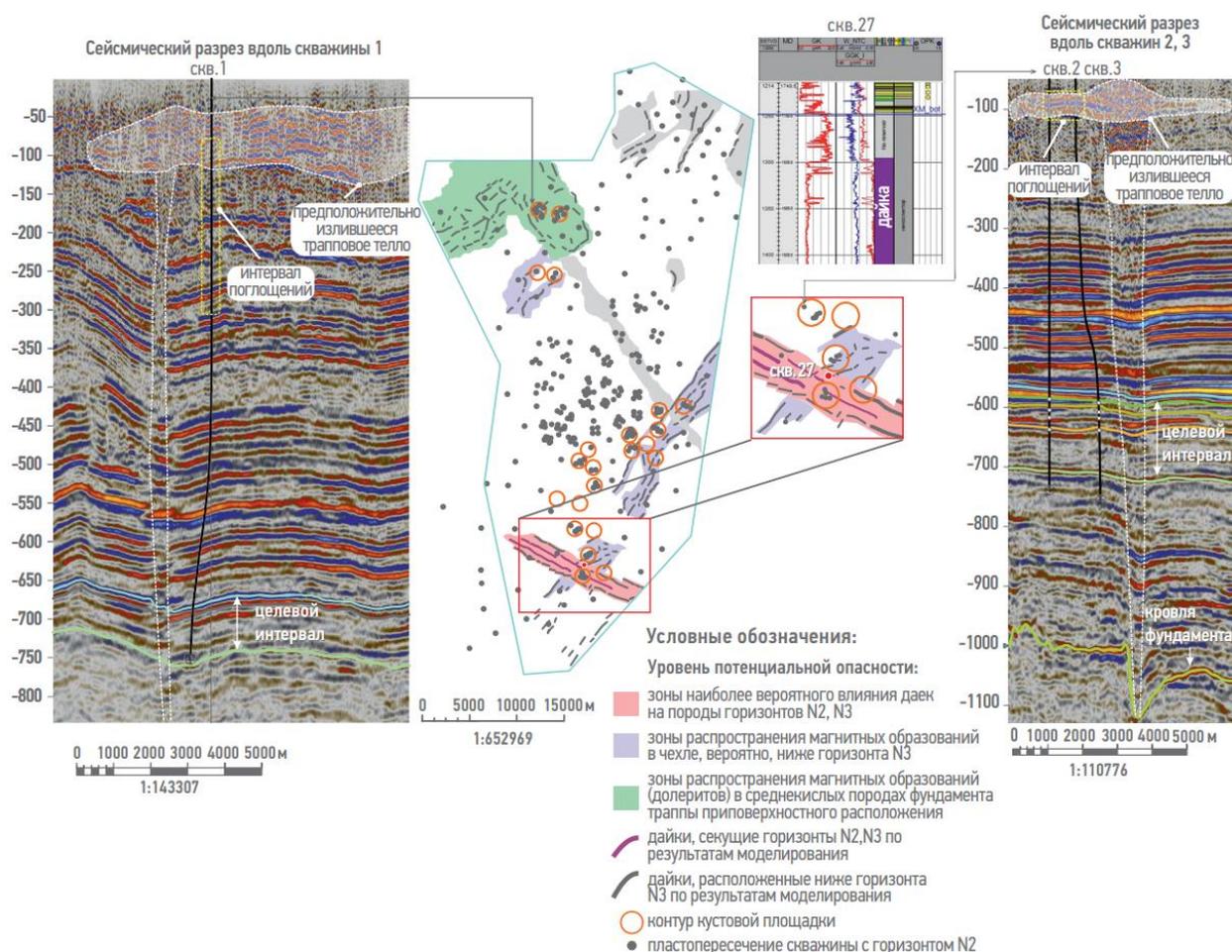


Рисунок 1 - Пример подтверждения риска наличия интрузии в верхней зоне разреза

Корректировка программы бурения по результатам обновления ГМ

На этапе планирования траектории скважины оцифровываются возможные риски и неопределенности прогноза интрузий, структуры, ФЕС и положения ГВК целевого пласта, прорабатываются возможные сценарии развития событий. Результатом является блок-схема принятия решений, описывающая все возможные варианты событий в зависимости от подтверждения или неподтверждения предбуровых рисков.

На рисунке 2 приведена блок-схема принятия решений по первой горизонтальной скважине КП7 перед бурением пилотного ствола в зоне высокой вероятности интрузий по данным магниторазведки. Первоначальной программой бурения предусмотрены 3 горизонтальных скважины. При подтверждении интрузии пилотным стволом остается возможность бурения только двух ГС в восточной части зоны бурения, при отсутствии интрузии реализуется первоначальная программа. При этом в случае неподтверждения прогнозных газонасыщенных толщин (ГНТ), которое возможно в случае опускания кровли пласта или подъема ГВК относительно прогнозируемых значений, бурение первой скважины осуществляется с мини-пилотным стволом.

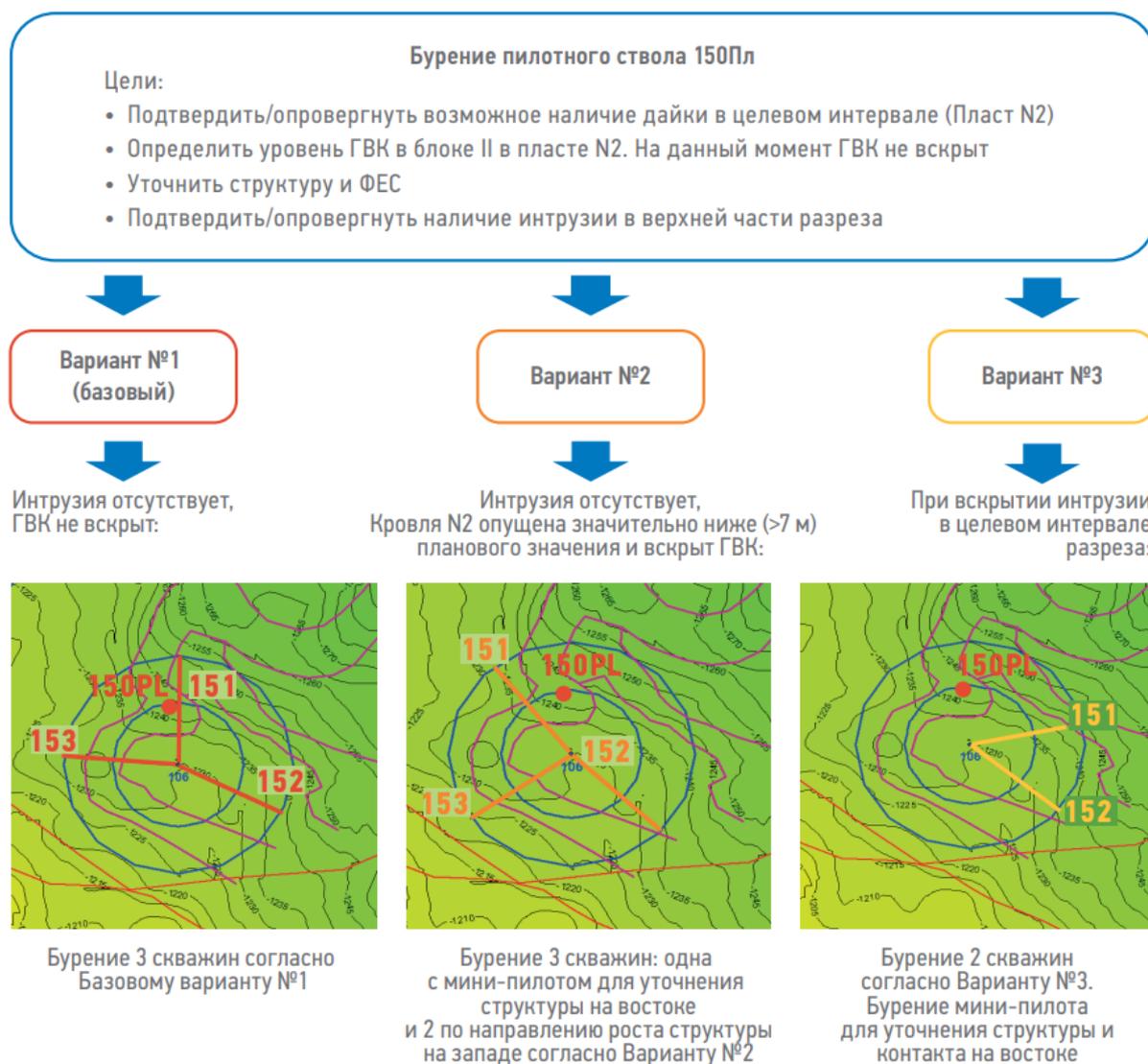


Рисунок 2 - Блок-схема принятия решений в зависимости от подтверждения геологических рисков по результатам бурения пилота

Практика бурения мини-пилотов для уточнения разреза (без отбора керна и ГДК/ОПК) была внедрена для скважин, спроектированных в зонах с большим объемом геологических неопределенностей и недостаточной информации о разрезе (ГНТ, ФЕС, уровень ГВК). По результатам бурения мини-пилотных стволов проектируются оптимальные траектории ГС и в конструкции «fishbone». Мини-пилот не ликвидируется после завершения бурения, перекрытие интервала сочленения с основным стволом происходит (в случае необходимости) за счет спуска глухих труб.

На рисунке 3 приведен пример эффективной практики использования мини-пилотов при различных геологических рисках. В первом случае скважина 25GS расположена на границе тектонических блоков с различным ГВК и мини-пилот подтвердил отсутствие подстилающей воды. Во втором примере ФЕС по пилоту и прогнозный разрез по данным СРР сильно отличались, мини-пилот подтвердил оптимистический вариант разреза, прогнозируемый перед бурением пилота. В обоих случаях итоговые горизонтальные стволы были пробурены с максимальным вскрытием продуктивного разреза и наибольшим стартовым дебитом.

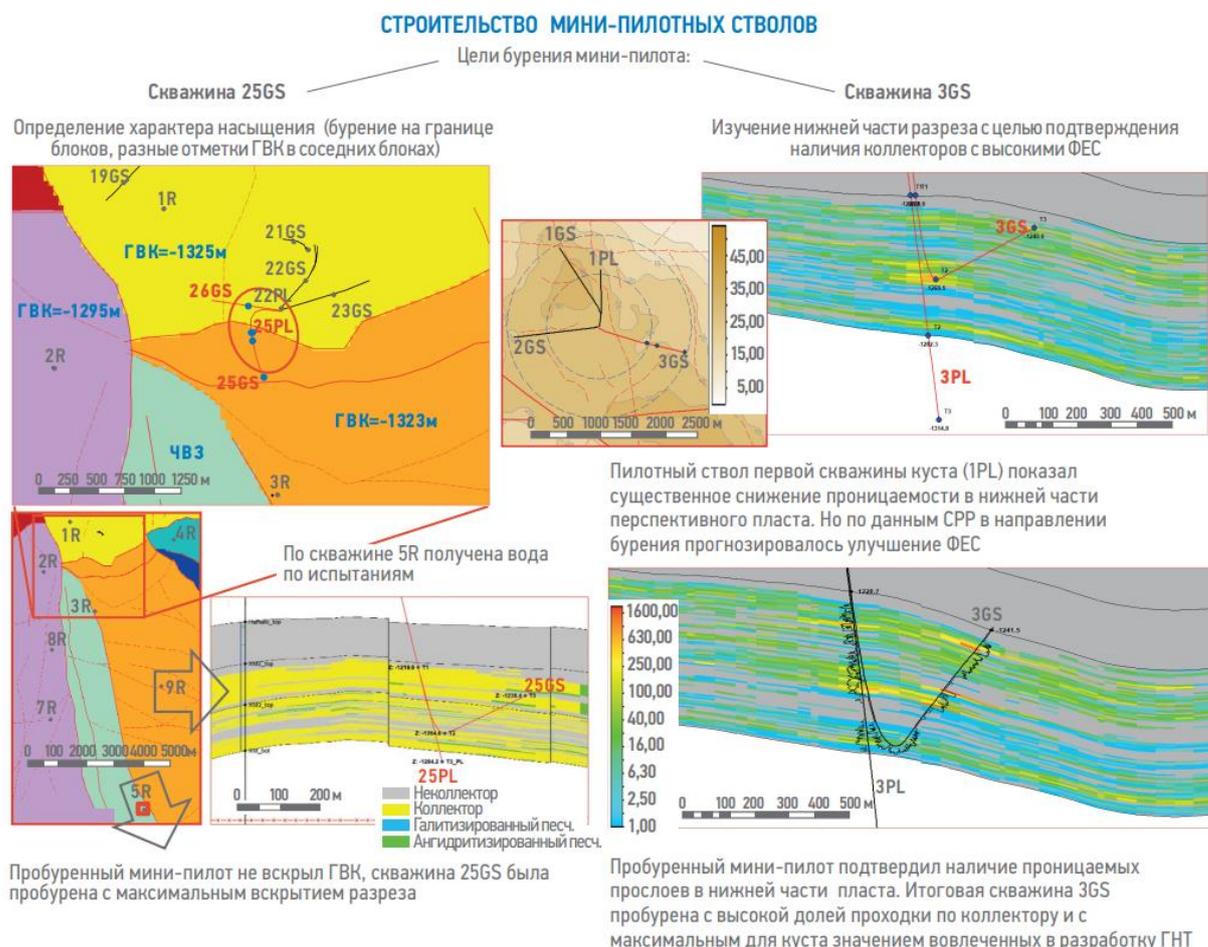


Рисунок 3 - Пример применения практики использования мини-пилотных стволов

Оценка прогнозного дебита, корректировка в процессе бурения

Перед началом бурения каждой эксплуатационной скважины, как для ГС, так и для конструкции «fishbone», прогнозируется стартовый дебит. Необходимость оперативно оценивать достижение геологического потенциала – целевого дебита, определенного перед началом бурения, и принимать решения в ходе строительства скважины, привели к разработке инструмента оперативной оценки достижения геологического потенциала [3].

Инструмент представляет собой блок-схему решений, применяемую непосредственно в процессе бурения. Достижение потенциала оценивается с помощью заранее рассчитанной палетки, позволяющей спрогнозировать дебит скважины в зависимости от длины ГС и ФЕС пласта (параметр эффективного объема ПЭО). Помимо оперативной оценки дебита, палетка позволяет упростить процесс принятия решений и их согласования со всеми контрагентами, сокращая время принятия решения в несколько раз.

Разработанная методика состоит из нескольких этапов (рисунок 4):

- 1) Определяется набор геологических параметров, влияющих на стартовый дебит скважины, диапазон их неопределенности. Технологические параметры фиксированы.

- 2) На секторной ГДМ проводятся многовариантные расчеты с целью оценки дебитов для всего возможного диапазона значений геологических параметров.
- 3) Рассчитываются веса геологических параметров, позволяющие получить однозначную зависимость дебита от параметра эффективного объема.
- 4) Создаются графики-палетки и формы в Excel, позволяющие оценивать дебит в зависимости от ФЕС пласта непосредственно в процессе бурения

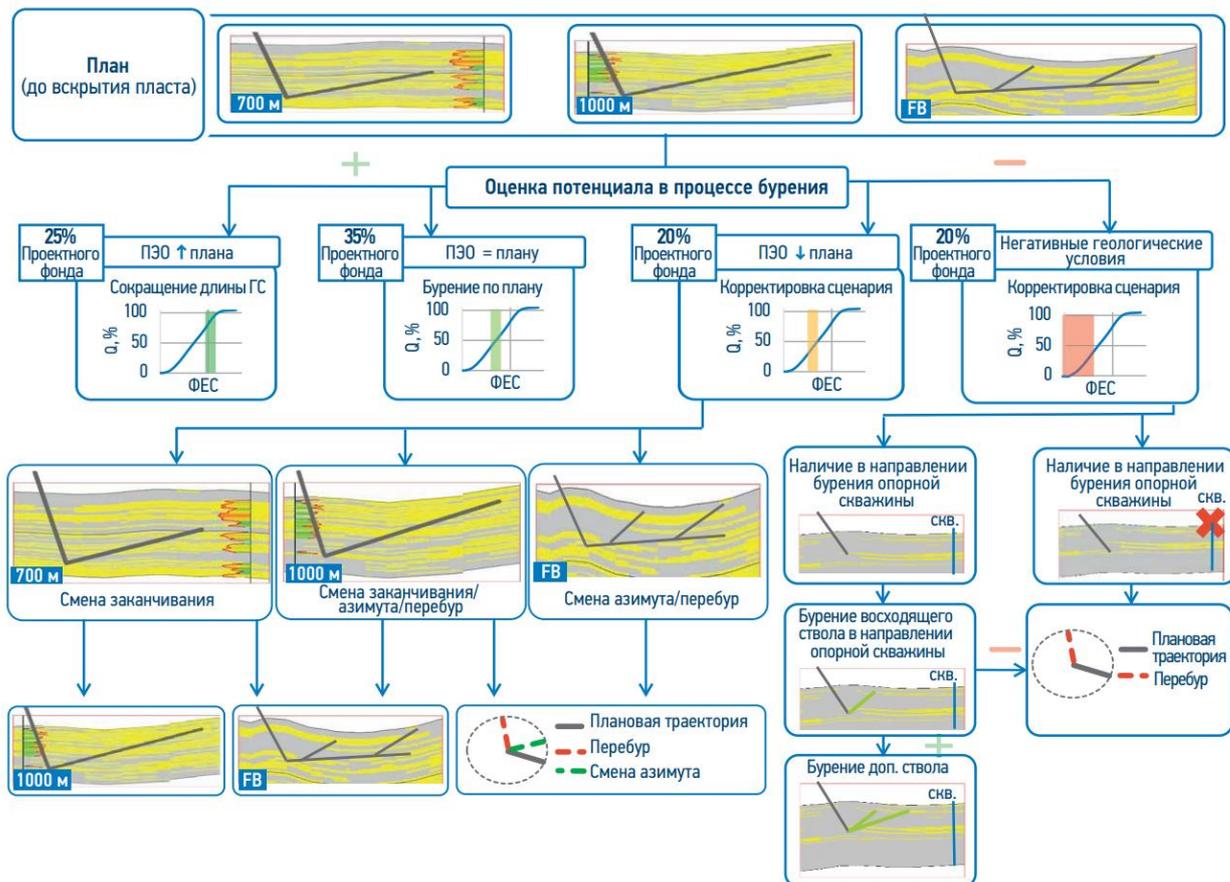


Рисунок 4 - Пример разработанной блок-схемы принятия решений во время бурения

Применение разработанной методики можно проиллюстрировать на примере скважины S1 (Рисунок 5):

- Изначальной конструкцией скважины был стандартный горизонтальный ствол длиной 750 м с восходящим профилем. По достижении бурением точки T2 расчет на палетке показал значительное недостижение планового дебита.
- Для поиска коллектора с целью достижения планового дебита было принято решение о бурении бокового ствола.
- По факту бурения бокового ствола был вскрыт коллектор с высокими ФЕС. Расчеты на палетке показали достижение целевого дебита.
- Было принято решение о добурировании скважины до проектного забоя.
- В ходе ГДИ был получен дебит, заметно превысивший плановый.

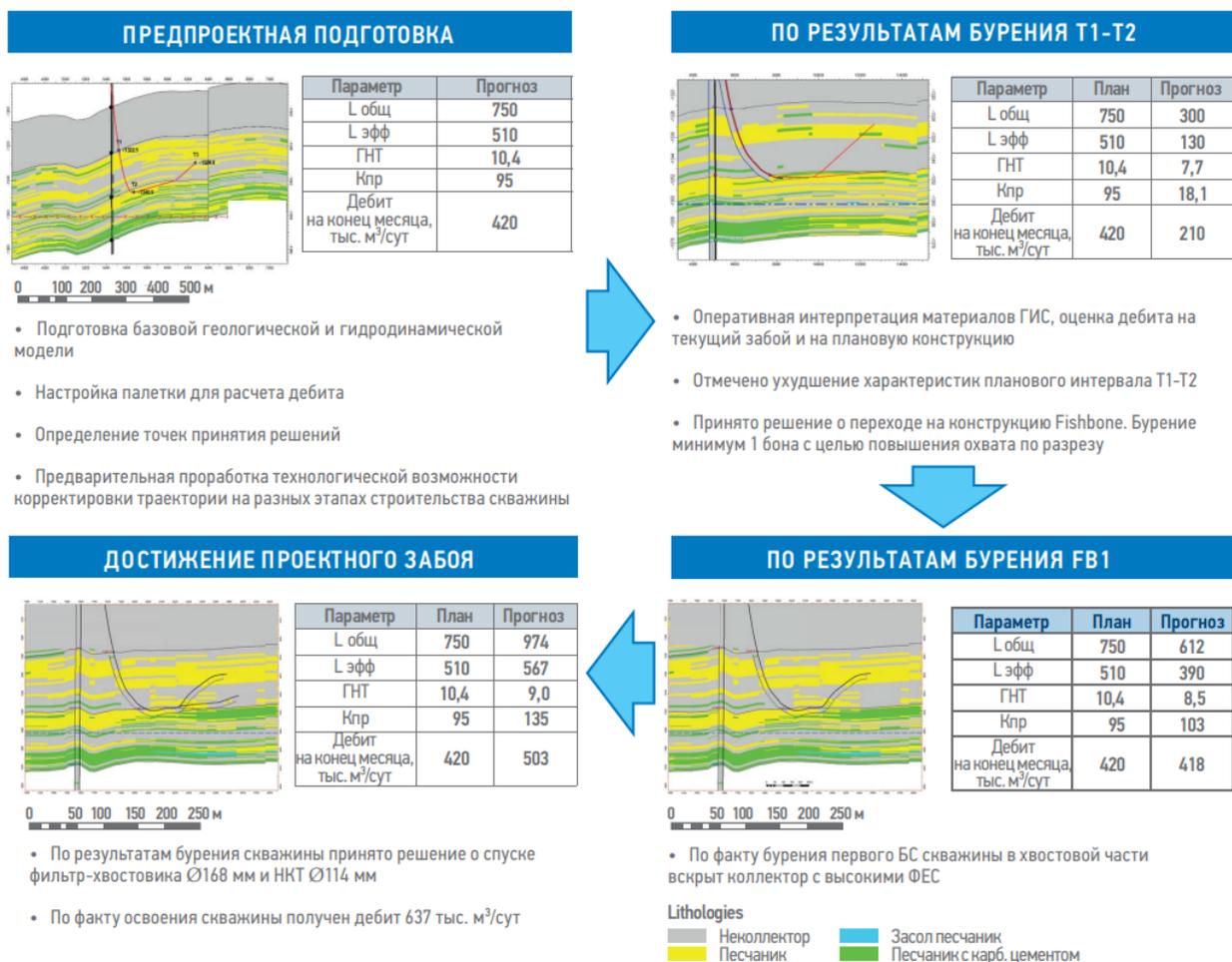


Рисунок 5 - Пример успешного применения методики при бурении скважины S1

Заключение

Были проанализированы и оценены результаты бурения более 60 скважин. Полученный опыт и анализ принятых решений позволили увеличить эффективность бурения новых скважин на данном месторождении. Авторские методики прогнозирования дебита и изменения конструкции скважин в зависимости от рассчитанного геологического потенциала получили практическое испытание с доказанным положительным эффектом. Полученный опыт и результаты принятых решений позволяют тиражировать подходы проектной команды на другие активы Восточной Сибири со схожим геологическим строением.

Список литературы

1. Козиков Д.В., Васильев М.А., Зверев К.В., Ланин А.Н., Низаматов Ш.А., Андронов С.А. Особенности моделирования терригенных отложений Восточной Сибири на примере хамакинского горизонта // ПРОНЕФТЬ. – 2021. – Т.6. – № 4. – С. 22–32.
2. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) / Н.В. Мельников; Мин-во природ. ресурсов РФ; Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
3. Elling Sletfjerd. Friction Factor in Coated Gas Pipelines and Well Tubing // SPE 52059. – 1998. – SPE European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, 20-22 October.

Оптимизация технологического режима работы газоконденсатных скважин

А.Ю. Юшков¹, О.С. Выдрина¹, Е.Н. Орехов¹, А.В. Новиков¹, Е.А. Рейтблат¹

1-ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

E-mail: ayyushkov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Рассмотрен новый подход к интерпретации результатов промысловых газоконденсатных исследований скважин (ГКИ), позволяющий совместить замеры потенциального содержания конденсата в извлекаемом газе (P_{C5+B}) с результатами термодинамических исследований глубинных проб исходного пластового флюида и обобщить ГКИ, проведённые в скважинах в различное время. Установлено, что точки измеряемого в ходе ГКИ P_{C5+B} зависят от давления на текущей границе «конденсатной банки» с высоким коэффициентом аппроксимации, что позволило переосмыслить подходы к уточнению и практическому использованию зависимостей P_{C5+B} от давления для корректного решения задачи оптимизации дебитов скважин для максимизации добычи конденсата.

Ключевые слова

Газоконденсатные залежи, газоконденсатная характеристика, конденсатная банка, оптимизация, технологический режим.

Постановка задачи

Задача оптимизации технологического режима газоконденсатных скважин достаточно часто решается в инженерной практике и рассматривается в различных публикациях [1,2,3]. Опыт эксплуатации газоконденсатных месторождений говорит о том, что оптимальный технологический режим работы газоконденсатных скважин и газоконденсатного промысла в целом – это совокупность дебитов скважин, обеспечивающих целевой объём поставок осушенного газа с *одновременной максимизацией получения товарного конденсата на УКПГУК* при текущих пластовых условиях и имеющихся технологических ограничениях. Величина текущей добычи конденсата определяется индивидуальными газоконденсатными характеристиками скважин – функциями P_{C5+B} от давления [4,5], которые уточняются в процессе разработки в ходе газоконденсатных исследований скважин (ГКИ), и во многом определяют итоговый результат оптимизации.

Неопределённость газоконденсатной характеристики

Функции P_{C5+B} от давления являются проблемным элементом задачи, поскольку до недавних пор не было ясности *от какого именно давления они должны зависеть – от пластового ($P_{пл}$), забойного ($P_{заб}$) или какого-то другого, промежуточного давления*. Неопределённость увязки результатов ГКИ с исходной газоконденсатной характеристикой залежи (термодинамические исследования глубинной MDT-пробы в PVT ячейке) хорошо демонстрирует рисунок 1, на котором оранжевые точки – это измеренные в ходе нескольких ГКИ значения P_{C5+B} , соотнесённые с забойными давлениями ($P_{заб}$) в момент замера P_{C5+B} , а зелёные точки – те же точки P_{C5+B} , но в зависимости от пластового давления ($P_{пл}$). По мере разработки залежи и проведения ГКИ формируются «облака» точек P_{C5+B} , которые имеют низкие коэффициенты аппроксимации и редко ложатся на зависимость P_{C5+B} от давления по данным CVD эксперимента в PVT ячейке, как при нанесении точек в зависимости от $P_{пл}$, так и в зависимости от $P_{заб}$.

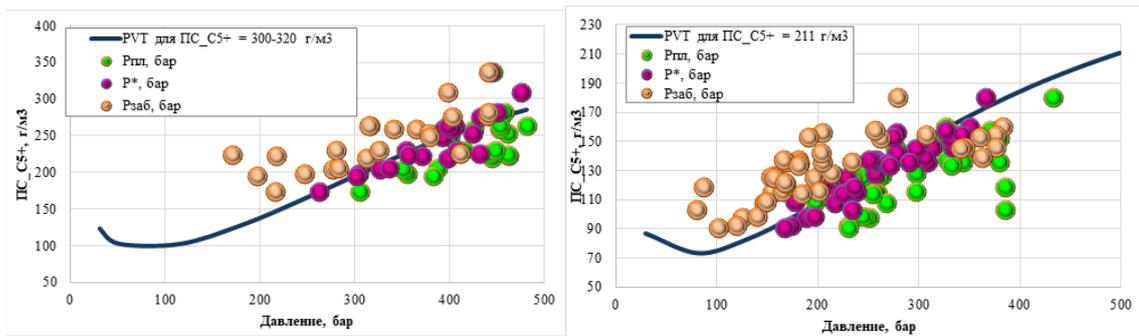


Рисунок 1 – Примеры обобщения газоконденсатной характеристики залежей с учётом ГКИ

Расчёт давления на границе «конденсатной банки» (P*)

На рисунке 1 видно, что существует некоторое промежуточное давление между $P_{пл}$ и $P_{заб}$ (назовём его P^*), которое позволило бы гораздо лучше совместить точки ГКИ с исходной кривой по CVD эксперименту. Местоположение этой точки (P^*) можно локализовать на эпюре распределения давления в работающей газоконденсатной скважине от $P_{заб}$ до $P_{пл}$, совместив эпюру с распределением насыщенности жидкой УВ-фазой в пласте. Это распределение получило название «конденсатная банка», поскольку оно, как правило, имеет вид «плато». «Конденсатная банка» является следствием одновременно двух факторов: ретроградной конденсации жидкости при снижении давления и совместной радиальной фильтрации газа и УВ-жидкости к скважине. Вблизи скважины образуется область с повышенным содержанием УВ-жидкости, которая конденсируется из каждой новой порции фильтрующегося газа. При насыщенности выше критической появляются излишки подвижного конденсата, который движется к скважине.

К. Уитсон и О. Феванг в 1996 г предположили, что *состав движущейся смеси газа и конденсата от границ «конденсатной банки» до забоя не изменяется* [6]. Таким образом, *при определённых допущениях*, давление на границе «конденсатной банки» (P^*) – это и есть давление, ниже которого *состав движущейся из пласта смеси уже не изменяется*, и с которым необходимо соотносить $PC_{5+в}$. При известных в момент ГКИ пластовом и забойном давлениях можно рассчитать P^* с использованием логарифмической формулы Дюпюи для радиального притока газа к вертикальной скважине, разделив область притока на два региона (область 1 – в пределах «конденсатной банки», область 2 – за её пределами) и решив следующую систему уравнений относительно P^* :

$$\left\{ \begin{array}{l} q_{z,1} = C_0 \times \frac{2\pi kh \times OФП_z(S_{к,1}) \times \Delta P_1}{B_z(P_{cp,1}) \mu_z(P_{cp,1}) \times (\ln(R_{кб} / R_c) + S)}; \\ q_{z,2} = C_0 \times \frac{2\pi kh \times OФП_z(S_{к,2}) \times \Delta P_2}{B_z(P_{cp,2}) \mu_z(P_{cp,2}) \times \ln(R_k / R_{кб})}; \\ P_{cp,1} = (P_{заб} + P^*) / 2; \quad P_{cp,2} = (P^* + P_{к(пл)}) / 2; \\ \Delta P_1 = P^* - P_{заб}; \quad \Delta P_2 = P_{к(пл)} - P^*; \quad q_{z,1} = q_{z,2} \end{array} \right. \quad (1)$$

где q_z – дебит газа (ст.м³/сут); k – проницаемость пласта (мД); h – эффективная толщина пласта (м); $OФП_z(S_{к,1})$ – относительная фазовая проницаемость по газу (д.ед.) при значении конденсатонасыщенности S_k в области 1; $\mu_z(P)$ – вязкость газа (сП), зависящая от давления [и температуры]; $R_{кб}$ – радиус «конденсатной банки» (м); R_c – радиус скважины (м); S – скин-фактор (д.ед.); R_k – радиус контура питания (м); C_0 – пересчётный коэффициент (0,0247254); $P_{заб}$ – забойное давление (бар); $P_{к(пл)}$ – давление на контуре питания (пластовое давление) (бар);

$B_z(P) = \frac{P_{cm} \times Z(P,T) \times T}{T_{cm} \times P}$ – объёмный коэффициент газа (д.ед.), зависящий от давления [и

температуры]; P_{cm} – стандартное давление (1 Бар); $Z(P, T)$ – коэффициент сверхсжимаемости газа, зависящий от давления и температуры; T – температура пласта (К); T_{cm} – стандартная температура (293 °К).

Значение R^* в системе уравнений (1) может быть получено численными методами, однако для его решения необходимо задать текущий радиус «конденсатной банки» ($R_{кб}$) и значение скин-фактора (S).

Расчёт радиуса «конденсатной банки» ($R_{кб}$)

В статье [7] отмечено, что размер (темп роста) «конденсатной банки» во времени зависит от темпа дренирования залежи (или от среднего дебита скважины на единицу толщины пласта \overline{q}_e^{cp}), проницаемости пласта (k_{np}), PVT -свойств флюида и начальных термобарических условий. Кроме перечисленных факторов, при оценке текущего радиуса «конденсатной банки» нужно учитывать вид функции ОФП «газ-конденсат» (в упрощённой постановке – только значение критической конденсатонасыщенности $S_{к.кр}$) и историческое время работы скважины (либо накопленный отбор газа Q_e):

$$R_{кб} = f(\overline{q}_e^{cp}, k_{np}, PVT, S_{к.кр}, Q_e) \quad (2)$$

Получение многопараметрической функции (2) аналитическими способами затруднительно. В связи с этим авторы решили смоделировать рост «конденсатной банки» на синтетической композиционной секторной модели, имитирующей истощение залежи вертикальной скважиной. Рассматривались три флюида различного начального состава ($P_{C5+B}^{нач} = 300, 190$ и 100 г/м³), начальные термобарические условия ($P_{пл}=600$ бар, $T_{пл}=100$ °С) не изменялись. Функции ОФП «газ-конденсат» (в т.ч. значение критической конденсатонасыщенности) также приняты неизменными. В модели изменялись другие параметры, входящие в функцию (2), а получающиеся размеры «конденсатной банки» измерялись прямо в визуализаторе симулятора. Процесс осложнялся тем, что задачу необходимо было решить применительно к вертикальным скважинам с трещиной ГРП. Было принято решение принять равным нулю эквивалентный скин-фактор в (1), но при этом в секторной модели высокопроницаемыми ячейками явным образом задать трещину ГРП с использованием принципов подобия, варьируя полудлину ($L/2$) и проницаемость трещины ($k_{тр}$). Ширина трещины около скважины принята равной 5 мм и стремится к нулю на концах трещины. Таким образом, по результатам моделирования была получена многопараметрическая функция:

$$R_{кб}^{Тесм} = f(\overline{q}_e^{cp}, k_{np}, P_{C5+B}, Q_e, L/2, k_{тр}) \quad (3)$$

Из-за громоздкости полученной функции (3) и частности рассматриваемого случая авторы решили не приводить её вид. Можно лишь отметить, что функция описана серией полиномов, хотя в перспективе для её получения можно применить инструменты машинного обучения. Представленная методика может быть использована для получения функции $R_{кб}$ для любого газоконденсатного объекта.

Результаты

Примеры переобработки ГКИ по представленной методике показаны выше на рисунке 1. Расчёты проведены для скважин, эксплуатирующих два различных стратиграфических объекта ачимовских отложений Уренгойского месторождения ($k_{np}=1$ мД, $P_{пл}^{нач}=600$ бар, $T_{пл}=100$ °С), которые имеют различную газоконденсатную характеристику ($P_{C5+B}^{нач} = 300$ и 210 г/м³). Для каждой точки замера P_{C5+B} по функции (3) выполнен расчёт $R_{кб}$, а затем выполнен численный поиск R^* в системе уравнений (1). Данная процедура позволила существенно уменьшить разброс точек на газоконденсатных характеристиках скважин и

обобщить ГКИ, проведённые в скважинах в различное время. На рисунке 1 видно, что точки P_{C5+B} от P^* хорошо ложатся на исходные кривые, полученные по результатам CVD эксперимента, и имеют высокий коэффициент аппроксимации.

Полученные зависимости P_{C5+B} от P^* используются при решении задачи оптимизации дебитов. На основе предложенной методики разработан программный модуль со встроенным оптимизатором, который позволяет получать оптимальные дебиты газа и максимизировать добычу конденсата. Тестирование результатов оптимизации проведено на полномасштабной ГДМ, включающей историю разработки газоконденсатного объекта. Сравнительные прогнозные расчёты выполнены по трём вариантам, в каждом из которых предусматривается одинаковая групповая добыча газа сепарации.

- 1) Базовый вариант: текущее фактическое распределение дебитов скважин по газу (техрежим определён промысловыми службами).
- 2) Дебиты газа по скважинам распределены автоматически пропорционально «потенциалам скважин». Добыча конденсата получена ниже, чем в базовом варианте на -2,5%.
- 3) Дебиты газа по скважинам распределены по результатам оптимизации. Добыча конденсата получена выше, чем в базовом варианте на +1%.

Таким образом, представленная методика доказала свою эффективность.

Список литературы

1. Трубочева И. А., Ермолаев А.И., Некрасов А.А. Метод распределения заданного отбора газа по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи / Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 3. – С. 35-40.
2. Файст И. А. Оптимизация технологических параметров разработки газоконденсатных залежей (диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук) / Файст Ирина Александровна. – Москва, 2023. – 156 с.
3. Назаров А. В. Развитие методов математического моделирования для проектирования и анализа разработки нефтегазоконденсатных месторождений (диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук) / Назаров Андрей Владимирович. – Ухта, 2012. – 427 с.
4. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин (Р Газпром 086-2010) / М.: - ВНИИГАЗ, 2011.
5. ГОСТ Р 54910-2012 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения / М.: Стандартинформ, 2012.
6. Fevang Ø., Whitson C.H. Modeling Gas-Condensate Well Deliverability / SPE-30714, 1995-1996.
7. Шандрыгин А.Н., Юшков А.Ю., Глумов Д.Н. Причины снижения и пути повышения конденсатоотдачи низкопроницаемых пластов / SPE-162066, 2012.

Научное издание

**СБОРНИК ТЕЗИСОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ
ПО РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Сборник тезисов

Издано в авторской редакции.

Издательство «Знание-М» (654029, г. Новокузнецк, Вокзальная 3-47),

e-mail: id_piar@mail.ru

Объем данных – 4,5 Мб

Подписано к использованию: 20.11.2025

Тираж 10 экз. Усл. печ. л. – 2,55. Заказ № 8782.

Издано в научных и учебных целях.



book-best.ru

ISBN 978-5-00255-450-8



Смыслим в издательском деле!
Наши книги в Интернет-магазине www.litres.ru/logos

ВК vk.com/cnzlogos

logos.book@mail.ru