

Таким образом, можно заключить, что генетические алгоритмы могут быть использованы для оптимизации системы разработки месторождений нефти и газа (как минимум в качестве помощи при принятии решений). Также работа по развитию полученного генетического алгоритма может быть продолжена – можно проводить анализ чувствительности алгоритма к различным его параметрам и тестировать алгоритм на более сложных моделях.

Литература

1. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебник для вузов [Текст] / В. С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Вирсански, Э. Генетические алгоритмы на Python: пер. с англ. А.А. Слинкина. [Текст] / Э. Вирсански. – М.: ДМК Пресс, 2020. – 286 с.
3. Скобцов, В. Ю. Интеллектуальный анализ данных: генетические алгоритмы: учебно-методического пособие. [Текст] / В. Ю. Скобцов. – Минск: БГУИР, 2018. – 92 с.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Нурмаганбетова К.А., Хагай Д.Э.

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Снижение уровней добычи на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири вынуждает активно вводить в разработку трудноизвлекаемые запасы, сосредоточенные в коллекторах с низкими фильтрационными свойствами. Разработка таких месторождений системами вертикальных скважин (ВС) может быть экономически нецелесообразна, а иногда невозможна, потому что общий объем запасов остается невовлеченным в промышленную разработку.

В таких условиях наиболее рациональным направлением для улучшения использования трудноизвлекаемых запасов является переход на систему разработки месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС). Скважины с горизонтальным окончанием имеют большую поверхность вскрытия пласта, большую площадь дренирования, а также уменьшают фильтрационное сопротивление в призабойной зоне [1].

Для наиболее точного определения запасов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах, оценки возможности их вовлечения в разработку и обеспечения контроля за разработкой в первую очередь необходимо получение достоверной информации о продуктивном пласте-коллекторе, основным источником которой являются проводимые на скважинах газогидродинамические исследования (ГДИ) [3].

Классическим методом определения параметров не только призабойной зоны, но и продуктивного пласта является регистрация кривой восстановления давления (КВД) в период остановки скважины. Однако, для определения достоверных параметров удаленной зоны пласта регистрация КВД для ГС должна быть достаточно продолжительной для достижения позднего радиального режима течения. Проведение исследований методом КВД влечет за собой не только потери в добыче газа, связанные с остановками скважин, но и требует дополнительных затрат на проведение инструментальных замеров. В этом контексте весьма актуальным становится вопрос поиска альтернативных методов ГДИ, требующих меньших затрат, но при этом позволяющих получить параметры с той же достоверностью.

На сегодняшний день в связи с внедрением новых ресурсосберегающих технологий выполняется большой объем бурения и ввода в разработку ГС, оснащенных термоманометрическими системами (ТМС). Также наряду с ними внедряются системы дистанционного контроля (СДК), предназначенные для «online мониторинга» с целью контроля работы скважины, выполнения комплекса ГДИ, позволяющих получать информацию с высоким уровнем детализации пластов в режиме реального времени.

Анализ динамики (АД) по данным ТМС или «online мониторинга» является естественным дополнением к классическим методам ГДИ. Идея подобного анализа достаточно проста – в течении длительного времени прослеживается работа скважины и на основе полученных данных по анализу истории дебитов и забойного давления проводится оценка параметров пласта и скважины. Исследование проводится для определения текущего и потенциального объема дренирования скважин, гидро- и пьезопроводности пласта, межскважинного взаимодействия, типа и удаленности границ, восстановления истории пластового давления и продуктивности скважин, а также оценки определения фильтрационных свойств пласта без проведения дополнительных полевых операций [2, 4].

С целью определения возможности проведения ГДИ методом АД было проведено сравнение параметров, полученных в результате исследований методом КВД и АД на примере ГС №XXX с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Из анализа истории записи давления и дебита по данной скважине с момента пуска в эксплуатацию можно выделить две длительных КВД, также весь временной промежуток может быть использован в качестве входных данных для АД (рис. 1).

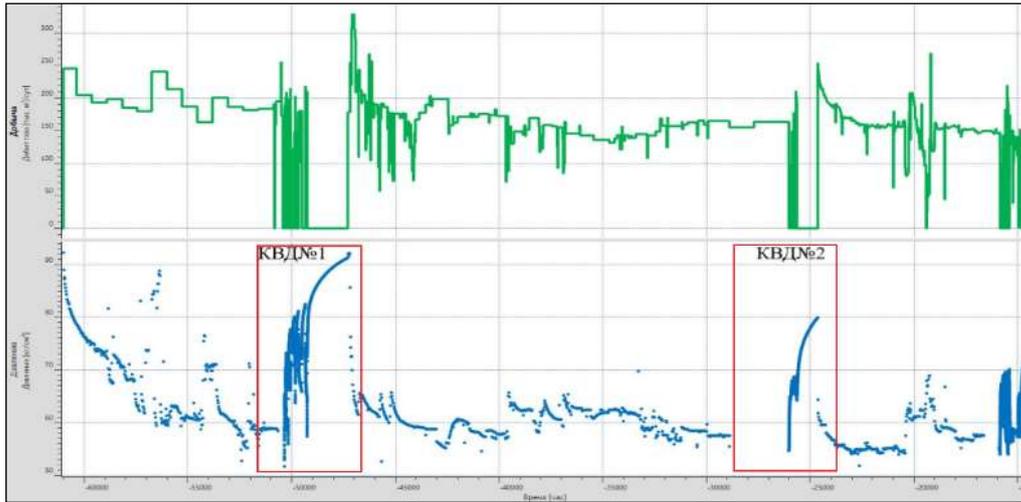


Рис. 1. График истории давления и дебита по скважине №XXX

Для интерпретации была выбрана КВД№1, поскольку имеет большую продолжительность, следовательно, давление лучше восстановлено и параметры будут более достоверными. Интерпретация КВД производилась в программном комплексе KAPPA Workstation (модуль Saphir). На диагностическом графике можно выделить период линейного течения, обусловленный проведенным ГРП, а также период позднего радиального режима течения, по которому определяются основные параметры пласта (рис. 2). График истории работы скважины до проведения КВД представлен на рис. 3.

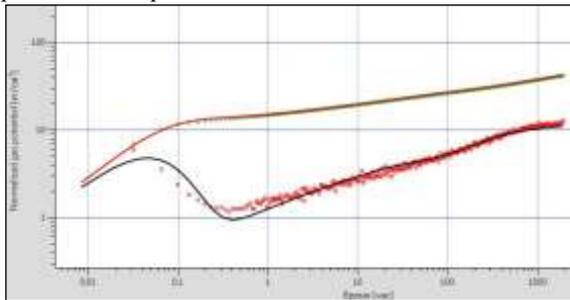


Рис. 2. Диагностический график КВД№1 по скважине №XXX



Рис. 3. График истории КВД№1 по скважине №XXX

Интерпретация АД выполнялась в модуле Тораз. Адаптация модели производилась по накопленной добыче и забойному давлению, для этого были построены зависимости забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи от времени (рис. 4). На диагностическом графике прослеживается рост производной давления, соответствующий линейному режиму течения. Далее выделяется период, соответствующий позднему радиальному режиму течения, по которому определяется параметр kh/μ для последующего определения проницаемости k . При этом эффект ВСС на диагностическом графике АД, как правило, выражен неявно и поэтому не учитывается при интерпретации (рис. 5).

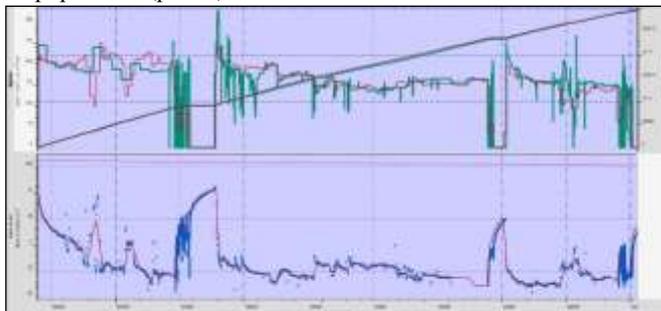


Рис. 4. График моделирования дебита газа, накопленной добычи и забойного давления по скважине №XXX

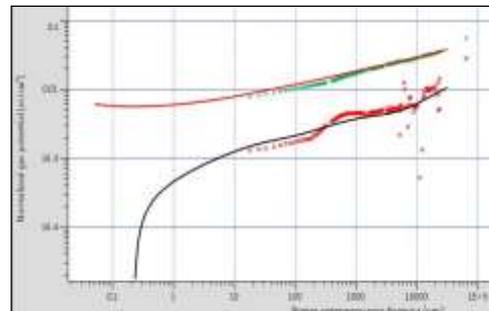


Рис. 5. Диагностический график кривой анализа добычи по скважине №XXX

СЕКЦИЯ 9. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основные полученные в ходе обработки результаты представлены в таблице.

Таблица

Параметры, полученные в результате обработки КВД и методом АД

Вид исследования	Проницаемость, мД	Скин-фактор	Гидропроводность, Д·см/спз	Пьезопроводность, см ² /с
КВД	1,72	-5,77	214,14	28,63
АД	1,73	-5,86	215,39	28,24

Расхождения параметров, определенных методами КВД и АД, весьма незначительны, что является косвенным подтверждением достоверности полученных результатов и говорит о возможности применения метода АД в качестве дополнения к существующим ГДИ. Также следует отметить, что для достижения выхода на радиальный режим течения при снятии КВД скважине необходимо было простоять 1953 часа, что привело к потерям в 16,2 млн. м³ газа. Поэтому с экономической точки зрения, применение метода АД на объектах добывающего фонда представляется весьма перспективным.

Таким образом, метод АД позволяет определить те же параметры пласта, что и КВД без простоя скважины и проведения дополнительных полевых операций. При этом, стоит отметить, что особую важность для получения корректных диагностических графиков имеет качество входных данных, поэтому датчики ТМС должны иметь высокую разрешающую способность.

Литература

1. Алиев, З.С. Исследование горизонтальных скважин: учебное пособие / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.
2. Котежеков, В.В. Опыт применения анализа добычи в ПО Карра Торазе. – Инженерная практика. – 2013. – №9. – С. 17 – 20.
3. Кремнецкий, М.И. Оценки продуктивных свойств пласта и скважины по гидродинамическим исследованиям: учебное пособие / М. И. Кремнецкий, А. И. Ипатов, Д. Н. Гуляев – М.: РГУ нефти и газа, 2003. – 85 с.
4. Хагай, Д. Э. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на эксплуатационных объектах по кривым стабилизации давления горизонтальных скважин / Д. Э. Хагай; науч. рук. О. С. Чернова// Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2021. – Т. 1. – С. 182–184.

ТРУДНОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ШЕЛЬФА

Пакшандаев Я.А.

Научный руководитель доцент М.С. Турбаков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

В 2020 году количество добытых запасов в России составило 505,6 млн т нефти и 697,7 млрд куб. м газа. Прогнозируемые ресурсы, с учетом перспективных, достигают 3,98 млрд т и 74,5 трлн куб. м соответственно. Нефтяные компании заинтересованы в реализации имеющихся ресурсов и ведут работы в этом направлении. Но, с течением времени, истощаются запасы легкой нефти, вследствие чего появляется необходимость осваивать новые, часто труднодоступные и "неудобные" месторождения.

В настоящее время около 75 % нефти и газа нашей страны добываются в северных регионах. Из них в российской Арктике открыто 360 месторождений нефти и газа, в том числе 334 на суше и 26 – на платформе. По оценкам, на российском арктическом шельфе имеются запасы нефти и газа, которые смогут обеспечить 20-30 % мировой добычи нефти к 2050 году. Поэтому полномасштабное освоение морских ресурсов в России является одним из приоритетных направлений развития нефтегазовой отрасли [4].

Область, в которой побережье плавно уходит в море за счет малого угла наклона, а также имеет равнинный рельеф называется шельфом. Шельф выступает продолжением суши под водой, имея при этом схожую геологическую структуру. Велика вероятность обнаружения нефтепродуктов на континентальном шельфе, при наличии нефти и газа в прибрежных районах.

При разработке шельфовых месторождений недропользователь сталкивается с рядом проблем, которые усложняют добычу углеводородов: суровый климат, глубина моря, сложность рельефа, сильное подводное течение и другие. Всё это приводит к тому, что проведение буровых и других работ имеют жесткие ограничения по времени, а также предъявляются дополнительные требования к оборудованию и персоналу [5,6].