

УДК 553.9

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-57-71

Методика для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках

К. А. Калистратов^{1*}, А. М. Новиков¹, В. С. Зубанков¹, Р. Т. Апасов²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Тюмень, Россия

*kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Аннотация. На сегодняшний день запасы месторождений с нефтяными оторочками являются значительными и относятся к категории трудноизвлекаемых. В разработке данных месторождений заинтересованы не только отечественные организации, но и такие зарубежные компании, как «Shell», «Repsol» и «Schlumberger». Особо важным этапом при разработке месторождений с нефтяными оторочками является выбор способа эксплуатации скважин. Ошибки при выборе способа добычи могут привести к потерям NPV проекта и невозможности дальнейшей разработки месторождения. В данной работе приведен сравнительный анализ методик для оценки способа эксплуатации скважин, выявлены их ключевые преимущества и недостатки. Также описана собственная методика для подбора способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек. Доказана технологическая и экономическая эффективность предлагаемой методики, проверенной на одном из месторождений с нефтяной оторочкой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Приведено сравнение разрабатываемой методики с другими методиками для оценки способов добычи.

Ключевые слова: нефтяные оторочки, подгазовые зоны, подбор способа эксплуатации

Для цитирования: Методика для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках / К. А. Калистратов, А. М. Новиков, В. С. Зубанков, Р. Т. Апасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-3-57-71 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 3. – С. 57–71.

A methodology for selection the most optimal well operation method in oil rims

Kirill A. Kalistratov^{1*}, Andrey M. Novikov¹, Vadim S. Zubankov¹,
Renat T. Apasov²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Gazpromneft STC LLC, Tyumen, Russia

*kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Abstract. To date, the reserves of fields with oil rims are significant and belong to the category of hard-to-recover. Not only domestic companies, but also foreign companies, such as Shell, Repsol and Schlumberger, are interested in developing these fields. A particularly important stage in the development of fields with oil rims is the selection the well operation method. Mistakes in choosing the extraction method can lead to losses of the project's NPV and the impossibility of further development of the field. This article provides a comparative analysis of methods for evaluating the method of well operation, and identifies their key advantages and disadvantages. We also describe our own methodology for selecting a method for operating wells in oil-rim conditions. The technological and economic efficiency of the proposed method, tested at one of the field of company LUKOIL-Komi LLC with oil rim, is proved. The developed method is compared with other methods for evaluating production methods.

Keywords: oil rims, under-gas-cap zones, selecting the well operation method

For citation: Kalistratov, K. A., Novikov, A. M., Zubankov, V. S., & Apasov, R. T. (2022). A methodology for selection the most optimal well operation method in oil rims. Oil and Gas Studies, (3), pp. 57-71. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-3-57-71

Введение

На сегодняшний день месторождения с нефтяными оторочками распространены достаточно широко. По доказанным запасам нефти России нефть в подгазовых залежах составляет 13 %, а среди всех месторождений нефти месторождения с нефтяными оторочками занимают 44 %.

Среди основных нефтедобывающих компаний разработкой оторочек наиболее заинтересованы ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «ЛУКОЙЛ». Доли активов этих компаний в нефтяных оторочках достаточно высоки. В то же время средний коэффициент извлечения нефти (КИН) при разработке нефтяных оторочек недостаточно велик для дальнейшей добычи (15 %). Именно поэтому вопрос разработки подгазовых зон является актуальным на сегодняшний день.

На данный момент в России на месторождениях с оторочками работают такие зарубежные компании, как «Shell» и «Repsol» в проекте «Енисей», а также «Schlumberger» ведет работу на сеноманских отложениях севера Западной Сибири¹.

Также в подтверждение перспективности разработки подгазовых зон можно привести предложение Министерства энергетики Российской Федерации на Московском финансовом форуме о снижении налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в подгазовых зонах до 30 % от базовой ставки. Это будет являться одной из мер, призванных не допустить обвала добычи нефти в РФ в 2020-х годах [1].

Также был проведен анализ уже существующих способов эксплуатации, изучено их применение на месторождениях с подгазовыми залежами. Было определено, что для месторождений с нефтяными оторочками вопрос выбора наиболее оптимального способа добычи является особенно важным. При неверном подборе способа эксплуатации скважины значительно увеличиваются потери NPV всего проекта, а на поздней стадии проектиро-

¹ Изучение подгазовых нефтяных оторочек сеноманских отложений севера Западной Сибири [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/suites/cenomanian/.

вания месторождения управлять разработкой становится все сложнее — проект становится практически неуправляемым. Поэтому вопрос выбора способа эксплуатации скважины необходимо решать уже на раннем этапе проектирования.

Цель данной работы — изучение основных методик подбора способа эксплуатации и их принципов работы, выявление их преимуществ и недостатков, а также создание собственной методики для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек.

Объект и методы исследования

В данной работе рассмотрены 4 основные методики подбора способа эксплуатации скважин: экспертная оценка, карта применимости, метод динамики «средней» скважины и интегрированное моделирование.

Экспертная оценка

Суть метода заключается в том, что в основу прогноза закладывается мнение специалистов, основанное на профессиональном, научном и практическом опыте [2]. Примером данного метода является таблица 1.

Таблица 1

Сравнительный анализ способов эксплуатации скважин

	УЭЦН	УШГН	Фонтан	Газлифт
Угол отклонения скважины от вертикали, °	80	40	70	70
Износ оборудования	—	—	+	+
Глубина работы, м	400–5 000	300–3 500	250–4 500	400–5 000
Возможность работы при содержании свободного газа в смеси, г/л	0,01*	10	+	+
Возможность работы при содержании свободного газа в смеси, %	25*–85**	25	100	100
Возможность работы при обводненности, %	99	99	50	50
Работа с высокой вязкостью	—	+	—	+
Работа с механическими примесями	—	+	+	+
Работа при максимальном дебите, м ³ /сут	4 700	500	60	5 200
Необходимость дополнительных капитальных затрат	+	—	+	+ / —
Уровень производственной опасности	+	—	—	+
Необходимость профессиональной подготовки	+	—	+	+ / —
Итоговый балл (из 11)	7–8	3	9	9–11

Примечание: * — без использования газосепаратора; ** — с использованием газосепаратора

После проведения экспертной оценки на раннем этапе и выявления наиболее перспективных способов эксплуатации возникает необходимость более точного анализа.

Карта применимости

Матрица применимости составляется для каждого объекта эксплуатации. Содержание предлагаемого подхода заключается в следующем. По каждому объекту эксплуатации N (продуктивному пласту, месторождению и т. п.) производится сбор промысловых технологических данных. При составлении матрицы критерии i и их уровни формируют столбцы, тогда как критерии j и их уровни формируют строки. Критерии являются сложными: каждый последующий критерий иерархически подчинен предыдущему. Так, для конкретного продуктивного пласта критерии j имеют по одному уровню, а критерии i имеют несколько уровней, число которых соответствует количеству отобранных способов эксплуатации. Заполнение ячеек матрицы проводится на основании подтвержденных литературных данных, либо на основании данных лабораторных экспериментов по определению совместимости способа эксплуатации i с пластом. В ячейки вносятся знаки, обозначающие совместимость «+» или несовместимость «-». Полностью заполненная матрица позволяет однозначно отсеять способы эксплуатации скважин, не совместимые с пластом или месторождением [3].

Метод динамики «средней» скважины

На основе гидродинамического моделирования или уравнения математического баланса производятся расчеты с использованием «средней» скважины. В зависимости от свойств пласта и флюида периодичность и характер изменения их параметров в призабойной зоне носят закономерный характер, значит, при проектировании разработки должен быть рекомендован такой способ эксплуатации, который в среднем обеспечивал бы для заданного числа скважин плановый отбор газа из месторождения. Принимается, что «средняя» скважина имеет среднюю глубину, среднюю длину шлейфа, среднюю конструкцию, средние допустимые дебит и депрессию, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений A и B^2 .

Метод интегрированного моделирования месторождения

Интегрированное моделирование — это процесс создания цифровой модели месторождения, состоящей из связанных моделей пласта, скважин и наземного оборудования. Модель позволяет с большей точностью рассчитывать параметры флюида при его движении от пласта до точки сдачи продукции. Создание интегрированной модели формата пласт + скважина + сеть сбора заключается в объединении ранее созданных отдельных математических моделей, в которых заложены разные методики описания течения флюида, разные уравнения и способы их решения [4].

Также был проведен сравнительный анализ всех методик для подбора способа эксплуатации скважин (табл. 2).

² Расчет параметров «средней» скважины [Электронный ресурс] // Методическое пособие по дисциплине РПМПГ2. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/6469417/page:2/>.

При сравнении методик подбора способа эксплуатации скважин можно прийти к выводу, что наиболее точной является интегрированное моделирование. Главным недостатком этой методики является низкая скорость расчета цифровой модели ввиду большого количества входных и расчетных данных.

Таблица 2

Сравнение методик подбора способов эксплуатации

	Экспертная оценка	Карта применимости	Метод динамики «средней» скважины	Интегрированное моделирование
Скорость расчета	Высокая	Средняя	Средняя	Низкая
Количество исходных данных	Малое	Малое	Среднее	Большое
Учет PVT-свойств пласта	—	+	+	+
Учет ограничений по максимальному газовому фактору	—	+	+	+
Возможность расчета экономической эффективности	—	—	+	+
Учет протекания процессов во времени	—	—	+	+
Учет наземного оборудования	—	—	—	+
Ориентир на прорывы газа и воды	—	—	+	+

На раннем этапе проектирования месторождения применение интегрированного моделирования зачастую не является возможным ввиду отсутствия необходимых исходных данных, сложности и длительности расчетов. Именно поэтому возникает необходимость создания методики, позволяющей оперативно и точно подобрать наиболее оптимальный способ эксплуатации скважин.

Разрабатываемым решением является методика для подбора наиболее оптимального способа скважин в нефтяных оторочках. Данная методика будет состоять из инструментов, которые будут построены на основании уже существующих систем оценки способа эксплуатации скважин, но будут больше ориентированы на ключевые особенности нефтяных оторочек: прорывы газа и воды, малую толщину нефтенасыщенной части. В начале алгоритма работы по предлагаемой методике необходимо определиться со степенью изученности объекта разработки. Затем в зависимости от того, какие исходные данные имеются, будет происходить работа по одной из трех систем оценки, в результате чего будет подобран способ эксплуатации скважины.

Тремя рассматриваемыми системами оценки способа эксплуатации скважины являются:

1) экспертная оценка, которая служит для оперативной оценки способа эксплуатации на ранних этапах проектирования разработки месторождения;

2) разработанный инструмент позволит оперативно произвести технологическую оценку способов эксплуатации с помощью оценки забойного давления, узлового анализа и карт применимости разных способов эксплуатации при различных условиях (дебит, газовый фактор, обводненность, устьевое давление);

3) гидродинамическое моделирование даст возможность оценить применимость того или иного способа эксплуатации в динамике.

Экспериментальная часть/постановка эксперимента

На основании мнения опрошенных экспертов компаний ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК»^{3,4,5,6} и проанализированной литературы [2, 5–11] была построена таблица экспертной оценки способов эксплуатации скважин с учетом ключевых особенностей нефтяных оторочек (см. табл. 1).

По итогам верхнеуровневого анализа основных преимуществ и недостатков видно, что наряду с УЭЦН одной из перспективных технологий является газлифтный способ эксплуатации. Но существенным недостатком данной технологии являются большие капитальные затраты для обустройства наземной сети.

С целью создания инструмента для подбора способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках необходимо было разработать 3 основных модуля:

1) модуль расчета PVT-свойств, учитывающий изменение PVT-свойств флюида в скважине;

2) модуль расчета потерь давления, который учитывает потери давления по стволу скважины;

3) модуль учета сепарации газа в скважине, который позволяет рассчитать коэффициенты естественной и механической сепараций газа в скважине.

Модуль расчета PVT-свойств флюида

Для наиболее точного расчета PVT-свойств нефти и газа по длине подъемника могут быть использованы лабораторные исследования, моделирующие изменение давления и температуры по длине подъемника. Подобные эксперименты трудоемки, и их сложно реализовать в условиях промысла. Поэтому эту задачу решают аналитически с применением корреляций.

Существует три основные методики для расчета PVT-свойств флюида: композиционная модель, модель «Black Oil» и термическая модель.

³ Способы эксплуатации скважин : [презентация] / Казанский федеральный университет. – 2017. – Режим доступа: https://kpfu.ru/portal/docs/F_1763032686/Sposoby_ekspluatatsii.skvazhin.pdf.

⁴ Технологический регламент ОАО «Варьеганнефть» по подготовке, запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://russneft.ru/i/tender_document/file_path_2777.doc.

⁵ Епихин, А.В. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин : курс лекций : [презентация]. – Томск, 2013. – 113 с. – Режим доступа: https://portal.tpu.ru/SHARED /e/EPIKHIN/eng/Pedagogics/Tab/Lecture_DrillDev_4.pdf.

⁶ Добыча нефти. Способы эксплуатации скважин [Электронный ресурс] // Все о нефти: сайт. – Режим доступа: <https://vseonefti.ru/upstream/sposoby-dobychi.html>.

Для данной работы была выбрана модель «Black Oil» для упрощения расчетов [12, 13].

Основными корреляциями для расчета PVT-свойств нефти и газа были выбраны:

- 1) давление насыщения (Standing, McCain, Lasater);
- 2) объемный коэффициент нефти и газа, вязкость нефти, газосодержание, сжимаемость нефти, плотность нефти (Standing);
- 3) объемный коэффициент газа, вязкость газа, плотность газа, сжимаемость газа [14–16] (Lee, Gonzales, Petrosky).

Основные PVT-свойства нефти и газа были рассчитаны с помощью разработанного модуля и программы «tNavigator» (рис. 1). При сравнении расчетов погрешность составила 3,9 %, поэтому данный модуль обеспечивает достаточно точный расчет свойств флюидов.

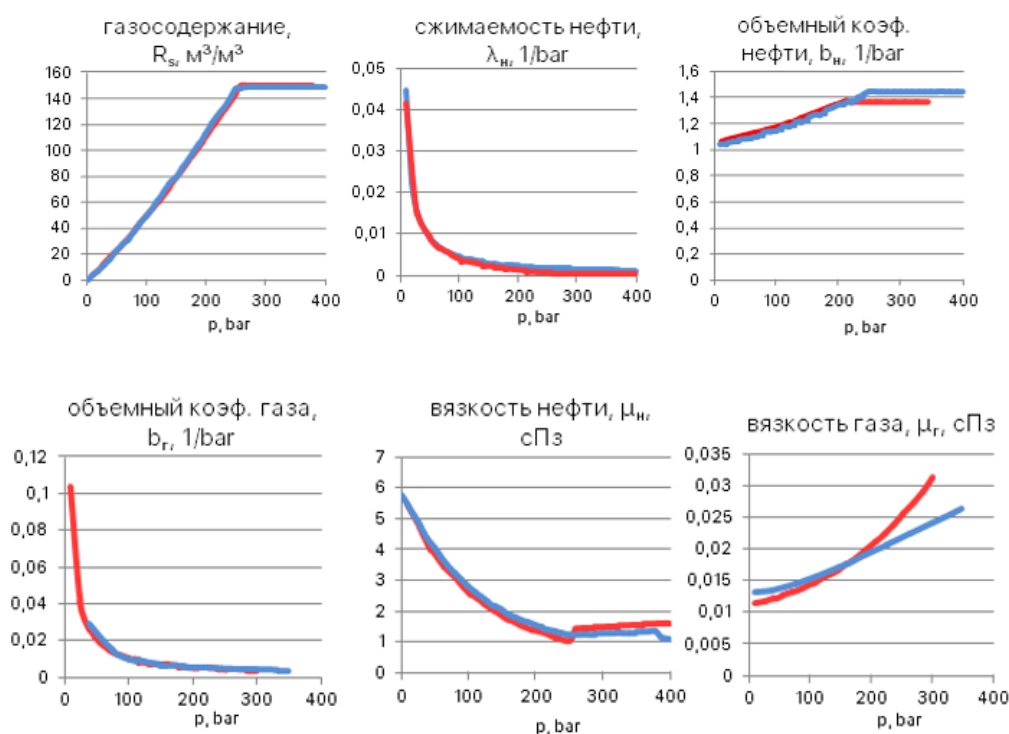


Рис. 1. Результаты расчета PVT-свойств флюидов с помощью инструмента и «tNavigator»

Результаты расчетов PVT-свойств флюидов интегрируются в модуль расчета естественной сепарации и модуль расчета потерь давления [17].

На входе в модуль для расчета естественной сепарации берутся условия на приеме насоса.

В модуле для расчета потерь давления по стволу происходит перебор PVT-свойств для разных участков колонны с последующим расчетом общих потерь давления по стволу.

Модуль расчета потерь давления по стволу скважины

Для расчета потерь давления по стволу скважины существуют 2 способа: эмпирические корреляции и механистические модели.

Эмпирические корреляции учитывают отдельно проскальзывание пузырьков газа и карту режимов потока в стволе скважины. А механистические модели позволяют учитывать это одновременно. Поэтому для расчетов модуля потерь давления была выбрана механистическая модель Анзари [18]. Также это одна из немногих моделей, применимых для горизонтальных скважин. Это является достаточно важным критерием, так как многие месторождения с нефтяными оторочками эксплуатируются именно горизонтальными и наклонно направленными скважинами.

С помощью расчетов по механистической модели Анзари в данном модуле была построена карта режимов потока (рис. 2).

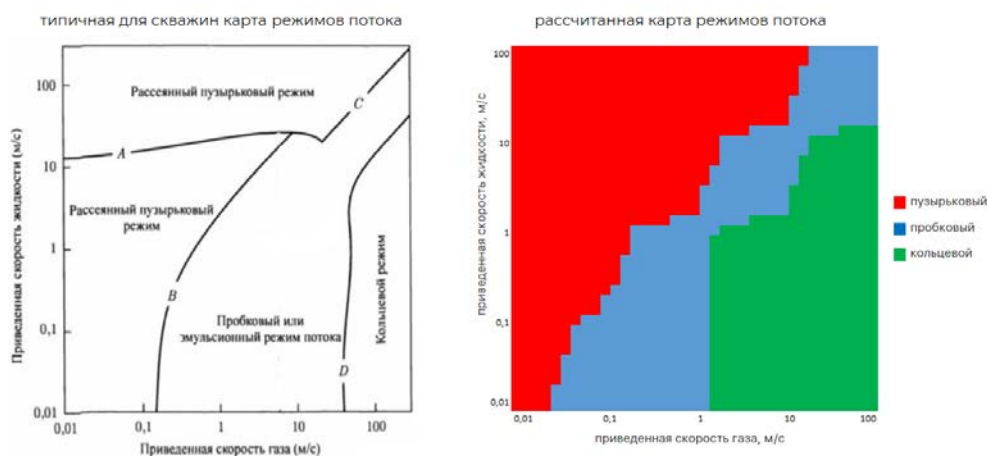


Рис. 2. Сравнение типичной для скважин и рассчитанной карт режимов потока

При сравнении построенной карты с типичной картой режимов потока наблюдается достаточно большая сходимость, что свидетельствует о точности расчетов в разработанном модуле потерь давления.

Выходной информацией при работе данного модуля являются забойное давление, температура на забое, учет изменения режима потока в скважине и оценка потерь давления.

Модуль учета сепарации газа в скважине

В процессе разработки нефтяных оторочек в добывающие скважины прорывается большое количество свободного газа. Коэффициент естественной сепарации позволяет определить, какое количество газа, содержащегося в области приемного устройства, отсепарируется естественным образом в затрубное пространство. Коэффициент механической сепарации показывает, какое количество газа, оставшегося после естественной сепарации, отсепарируется искусственным образом в затрубное пространство с помощью различных газостабилизирующих устройств. Затем на основании этих двух коэффициентов можно вычислить долю газа, оставшегося после полной его сепарации. В случае эксплуатации скважины данный параметр

является особо важным, так как у каждого способа эксплуатации существуют определенные ограничения по содержанию свободного газа в области приемного оборудования.

Для расчета коэффициента естественной сепарации газа были рассмотрены 2 методики (рис. 3): методика Арбузова [19] и методика Ляпкова [20].

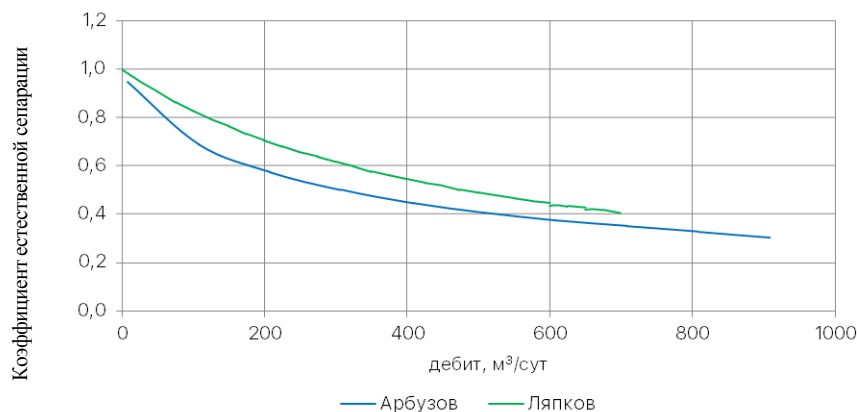


Рис. 3. Зависимость коэффициентов естественной сепарации от дебита жидкости

На основе анализа графика можно сделать вывод, что обе методики учитывают увеличение сепарации при уменьшении дебита. Так как методика Арбузова включает в себя большее количество входных параметров и обеспечивает более точный расчет, она была взята в качестве основной для дальнейшей работы.

Коэффициент механической сепарации является заданной характеристикой газостабилизирующего устройства. В качестве анализа коэффициентов механической сепарации были рассмотрены сепараторы компаний «Schlumberger», АО «Новомет-Пермь» и ООО «ПК «Борец». На основе анализа коэффициентов механической сепарации устройств данных компаний от дебита жидкости можно сделать вывод об относительно схожих характеристиках сепарации рассматриваемых устройств.

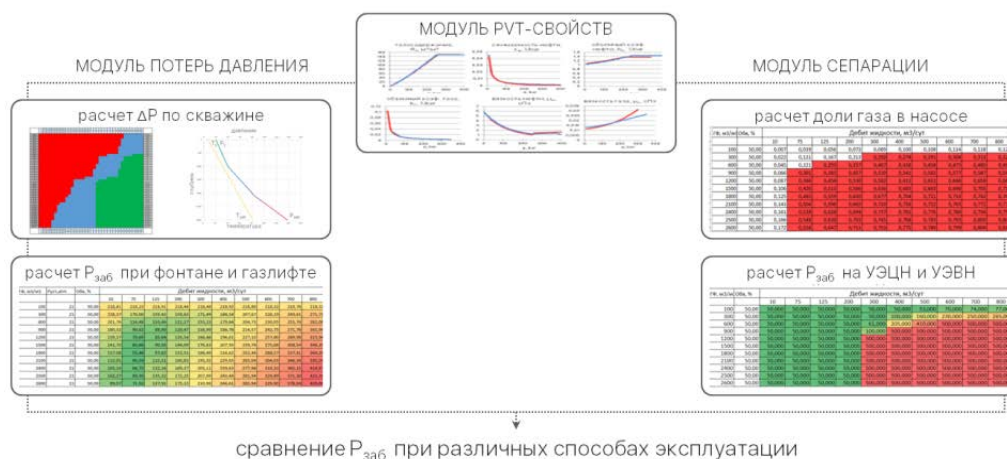


Рис. 4. Алгоритм работы разработанного инструмента

Все вышеперечисленные модули можно использовать в отдельности для соответствующих расчетов. В разработанном инструменте они взаимосвязаны и работают по определенному алгоритму (рис. 4) для оценки способа эксплуатации скважины.

В результате работы по данной методике выходная информация будет предоставляться в виде трех различных блоков.

1. График распределения забойного давления (рис. 5), по которому можно оценить потери давления, учесть изменение режима потока и рассчитать забойное давление.

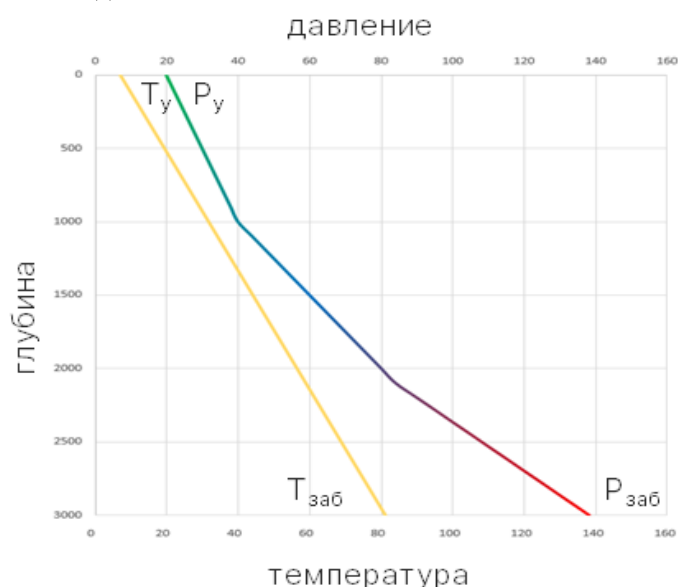


Рис. 5. Распределение забойного давления по глубине

2. Узловой анализ (рис. 6), при котором можно оценить стабильность работы скважины и определить оптимальный способ эксплуатации скважины.

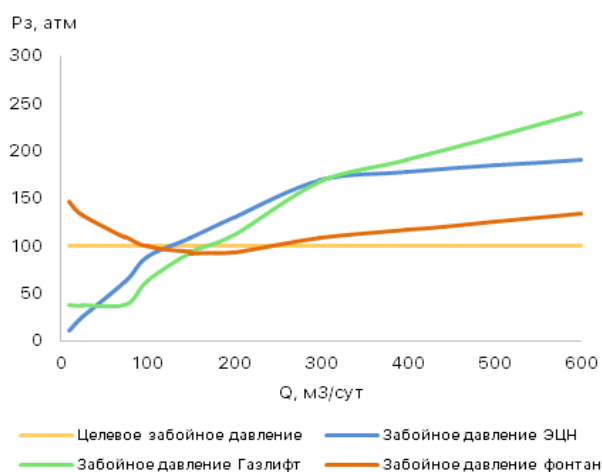


Рис. 6. Узловой анализ

3. Карта применимости (рис. 7), с помощью которой можно определить границы применимости способов эксплуатации скважины при различных условиях.

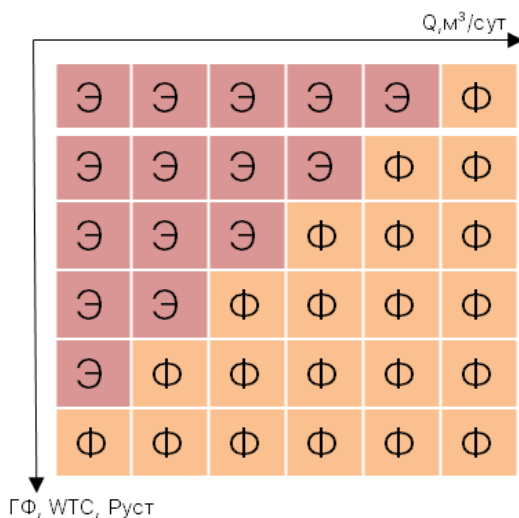


Рис. 7. Карта применимости для УЭЦН (Э) и фонтанного способа добычи (Ф)

В рамках данной работы было рассмотрено месторождение с нефтяной оторочкой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Для него был произведен расчет в разработанном инструменте. На данный момент месторождение эксплуатируется с помощью УЭЦН. Но при повышении давления на приеме насоса дальнейшая эксплуатация данным способом будет невозможна. По результатам расчетов будет целесообразен переход на фонтанную добычу в 2034 году. По предварительной оценке в результате данного перехода будет получено увеличение прибыли на 3–5 %.

Результаты

Разрабатываемая методика позволит ответить на следующие вопросы: когда и какой системой оценки способа эксплуатации необходимо будет воспользоваться, какие входные данные будут нужны и какие выходные данные будут получены. В сравнении с другими методиками по оценке способа эксплуатации, она обладает следующими преимуществами:

- учет большего количества параметров с ориентиром на прорывы газа и воды;
- расчет модели скважины с учетом модели пласта;
- более точное прогнозирование разработки нефтяной оторочки;
- сокращение времени расчета процесса разработки;
- расчет экономической эффективности.

Обсуждение

Предлагаемая методика позволяет оперативно и точно подобрать наиболее оптимальный способ эксплуатации скважины с учетом технико-

экономической эффективности уже на ранних этапах проектирования и разработки месторождений с нефтяными оторочками.

Одним из элементов методики является разработанный инструмент, который состоит из 3 модулей. Каждый из этих модулей может использоваться в отдельности и интегрироваться между собой. Именно поэтому данный инструмент является многофункциональным и может быть использован для различных целей:

- для оценки потерь давления не только в скважине, но и при трубопроводном транспорте углеводородов;
- для расчета PVT-свойств нефти и газа;
- для оценки доли газа, который приходит в скважину из пласта.

Выводы

Разрабатываемая методика обеспечивает точный и оперативный подбор способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек. В разработанном инструменте был проведен расчет для месторождения с нефтяной оторочкой компании ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В результате получены границы работы на используемом способе эксплуатации и вариант оптимального способа эксплуатации. Также была рассчитана экономическая эффективность применения методики в данном случае: увеличение чистой дисконтированной прибыли на 3–5 % для одной скважины.

Список источников

1. Козлов, Д. Нефть оторачивают льготами / Д. Козлов. – Текст : электронный // Коммерсантъ. – 2019. – № 167. – С. 6–8. – URL : <https://www.kommersant.ru/doc/4094339>. – Дата публикации: 16.09.2019.
2. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. – Москва : Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с. – Текст : непосредственный.
3. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е. Бойков, И. Евдокимов, А. Килмаматов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2019. – № 2. – С. 20–27.
4. Интегрированное моделирование — инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р. Апасов, И. Чамеев, А. Варавва [и др.]. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-12-46-49. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 46–49.
5. Данхэм, К. Газлифтная эксплуатация : последние достижения / К. Данхэм. – Текст : электронный // РОГТЕХ : электронный журнал. – 2014. – № 10. – URL : <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/085.pdf>.
6. Широков, Д. А. Выбор подземного оборудования и его рациональной компоновки в наклонно-направленных скважинах по добыче метана из угольных пластов / Д. А. Широков. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 24–29.
7. Крец, В. Г. Основы нефтегазового дела : учебное пособие / В. Г. Крец, А. В. Шадрин. – Томск : Изд-во Томского политехнического ун-та, 2010. – 182 с. – Текст : непосредственный.

8. Муравьев, И. М. Эксплуатация нефтяных месторождений : учебник для нефт. вузов / И. М. Муравьев, А. П. Крылов. – Москва ; Ленинград : Гостоптехиздат, 1949. – 776 с. – Текст : непосредственный.
9. Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела = Fundamentals of oil and gas recovery : учебник для студентов вузов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 543 с. – Текст : непосредственный.
10. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений : добыча нефти / Под редакцией Ш. К. Гиматулина. – Москва : Недра, 1983. – 455 с. – Текст : непосредственный.
11. Иоаким, Г. Добыча нефти и газа / Г. Иоаким ; перевод с румынского. – Москва : Недра, 1966. – 544 с. – Перевод изд.: *Extracția țiteiului și gazelor* / Grigore Ioachim. 1965. – Текст : непосредственный.
12. Valkó, P. P. Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas–oil ratios and surface gas specific gravities / P. P. Valkó, W. D. McCain. – DOI 10.1016/S0920-4105(02)00319-4. – Direct text // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2003. – Vol. 37, Issues (3–4). – P. 153–169.
13. Standing, M. B. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases / M. B. Standing. – Direct text // *Drilling and Production Practice*. – 1947. – P. 275–287.
14. Wolcott, D. Applied Waterflood Field Development / D. Wolcott. – Houston : Energy Tribune Publishing Inc, 2009. – Direct text.
15. Standing, M. B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems / M. B. Standing. – Richardson, Texas : Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981, 123 p. – Direct text.
16. Peng, D. Y. A New Two-Constant Equation of State / D. Y. Peng, D. B. Robinson. – DOI 10.1021/i160057a011 Ind. – Direct text // *Engineering Chemistry Fundamentals*. – 1976. – Vol. 15, Issue 1. – P. 59–64.
17. Petrosky, G. E. Jr. PVT Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. MS thesis / G. E. Petrosky Jr. – Louisiana, USA : University of Southwestern Louisiana, Lafayette. – 1990. – Direct text.
18. Brill, J. P. Multiphase Flow in Wells / J. P. Brill, H. K. Mukherjee. – Richardson, Texas : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1999. – P. 28–70. – Direct text.
19. Арбузов, В. Н. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях : практикум / В. Н. Арбузов, Е. В. Курганова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 68 с. – Текст : непосредственный.
20. Ляпков, П. Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине : учебное пособие / П. Д. Ляпков. – Москва : МИНГ, 1987. – 71 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Kozlov, D. (2019). Neft' otorachivayut l'gotami. *Kommersant*", (167), pp. 6-8. (In Russian). Available at: <https://www.kommersant.ru/doc/4094339>
2. Mishchenko, I. T. (2003). *Skvazhinnaya dobycha nefi*. Moscow, RGU nefi i gaza im. I. M. Gubkina Publ., 816 p. (In Russian).
3. Boykov, E. V., Evdokimov, I. N., Kilmamatov, A., Kocovic, M., Kuznecov, M., Losev, A. P., & Popich, D. (2019). A newly developed criteria matrix determining applicability of kill fluids. *Burenie i nef't*, (2), pp. 20-27. (In Russian).

4. Apasov, R. T., Chameev, I. L., Varavva, A. I., Vernikovskaya, O. S., Ilyasov, A. R., & Virt, V. I. (2018). Integrated modeling: a tool to improve quality of design solutions in development of oil rims of multi-zone oil-gas-condensate fields. *Oil Industry*, (12), pp. 46-49. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-46-49
5. Dunham, C. (2014). Gas-Lift: The State-of-the-Art. *ROGTEC*, (10). (In Russian). Available at: <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/085.pdf>
6. Shirokov, D. A. (2010). Vybór podzemnogo oborudovaniya i ego ratsional'noy komponovki v naklonno-napravlennykh skvazhinakh po dobyche metana iz ugol'nykh plastov. *Oil and Gas Territory*, (4), pp. 24-29. (In Russian).
7. Krets, V. G., & Shadrina, A. V. (2010). *Osnovy neftegazovogo dela*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 182 p. (In Russian).
8. Murav'ev, I. M., Krylov, A. P. (1949). *Ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdeniy*. Moscow, Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 776 p. (In Russian).
9. Korshak, A. A., & Shammazov, A. M. (2001). *Fundamentals of oil and gas recovery*. Ufa, DizaynPoligrafServis Publ., 543 p. (In Russian).
10. Gimatudinov, Sh. K. (Ed.) (1983). *Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy: dobycha nefti*. Moscow, Nedra, Publ., 455 p. (In Russian).
11. Ioachim, G. (1965). *Extracția țiteiului și gazelor*. (In Romanian).
12. Valkó, P. P., & McCain, W. D. (2003). Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas–oil ratios and surface gas specific gravities. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 37(3–4), pp. 153-169. (In English). DOI 10.1016/S0920-4105(02)00319-4
13. Standing, M. B. (1947). A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. *Drilling and Production Practice*, pp. 275-287. (In English).
14. Wolcott, D. (2009). *Applied Waterflood Field Development*. Houston, Energy Tribune Publishing Inc. (In English).
15. Standing, M. B. (1981). Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers of AIME. 123 p. (In English).
16. Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59-64. (In English). DOI: 10.1021/i160057a011
17. Petrosky, G. E. Jr. (1990). *PVT Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils*. MS thesis. Louisiana, USA, University of Southwestern Louisiana, Lafayette. (In English).
18. Brill, J. P., & Mukherjee, H. K. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Richardson, Texas, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, pp. 28-70. (In English).
19. Arbuzov, V. N., & Kurganova, E. V. (2015). *Sbornik zadach po tekhnologii dobychi nefti i gaza v oslozhnennykh usloviyakh: praktikum*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 68 p. (In Russian).
20. Lyapkov, P. D. (1987). *Podbor ustanovki pogruzhnogo tsentrobezhnogo nassosa k skvazhine*. Moscow, MING Publ., 71 p. (In Russian).

Информация об авторах

Калистратов Кирилл Александрович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Новиков Андрей Михайлович, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Зубанков Вадим Сергеевич, студент Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Апасов Ренат Тимергалеевич, к. т. н., руководитель по разработке продуктов, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Information about the authors

Kirill A. Kalistratov, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen, kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Andrey M. Novikov, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Vadim S. Zubankov, Student of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Renat T. Apasov, Candidate of Engineering, Head of Product Development, Gazpromneft STC LLC, Tyumen

Статья поступила в редакцию 09.12.2021; одобрена после рецензирования 22.04.2022; принята к публикации 04.05.2022.

The article was submitted 09.12.2021; approved after reviewing 22.04.2022; accepted for publication 04.05.2022.