SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ МНОГОСЛОЙНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ИЗМЕНЕНИЕМ ПАРАМЕТРОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН И ИХ РАСПОЛОЖЕНИЯ

Э. Р. Агишев[1], Р. Н. Бахтизин[2], Г. С. Дубинский[2], В. В. Мухаметшин*[2], В. Е. Андреев[2,3], Л. С. Кулешова[4], Ш. Г. Мингулов[4]

[1]*СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам*

[2]*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

[3]*Институт стратегических исследований РБ, Уфа, Россия*

[4]*Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия*

Optimization of the development of multilayer productive formations by changing the parameters of well completion and their location

E. R. Agishev[1], R. N. Bakhtizin[2], G. S. Dubinsky[2], V. V. Mukhametshin*[2], V. E. Andreev[2,3], L. S. Kuleshova[4], Sh. G. Mingulov[4]

[1]*JV «Vietsovpetro», Vung Tau, Vietnam*

[2]*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

[3]*Institute of Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia*

[4]*Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in the city of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia*

ABSTRACT

Due to the increase in the volume of hard-to-recover oil reserves, in complex deposits, reservoirs with reduced filtration properties, fields in remote, without infrastructure, new tasks have appeared that need to be solved when developing these reserves so that it is cost-effective. It requires the use of new methods for selecting methods and systems of development with the simultaneous introduction of new methods for intensifying production and increasing oil recovery. The article investigates a method for improving the efficiency of the development system of a layered and heterogeneous productive formation of the «ryabchik» type by controlling the parameters of the well grid and well completion. The analyzed method of optimization of development will increase the efficiency of extraction of hard-to-recover oil reserves and increase the degree of their production. Proposals have been made to increase the efficiency of the development of a formation of the «ryabchik» type.

KEYWORDS

Horizontal well;
Trunk orientation;
Optimization of the well grid;
Development efficiency;
Multilayer formation.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В настоящее время увеличивается значимость трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ), приуроченных к сложным геологическим условиям и расположенных в необустроенных регионах, без развитой инфраструктуры [1-5]. При этом уровень добычи нефти приходится поддерживать со значительными затратами [6-10]. Однако возможности сохранения уровня добычи нефти в «старых» регионах нефтегазодобычи не исчерпаны, увеличивая эффективность разработки можно осваивать трудноизвлекаемые запасы, которые расположены в этих регионах [11-17]. Добыча трудноизвлекаемых запасов в «старых» районах дает возможность минимизировать затраты [18-25]. Освоение трудноизвлекаемых запасов за счет применения модифицированных и новых методов разработки и технологий увеличит обеспеченность страны нефтью в 1.5 раза [26]. Поиск таких методов и технологий становится актуальным [27-32].

Пласты песчаников, слоистые, с повышенной глинизацией, неоднородные, типа «рябчик», алевролитовые, с глинистыми прослойками, как, например, объект АВ1 (1-2) [33], считаются малоперспективными из-за недостаточной плотности запасов нефти при отсутствии эффективных методов их разработки. На основе опыта разработки, можно обновить методику определения оптимальной системы и другие технологии. Освоение ТрИЗ в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) возможно при применении ряда технологий: забуривание бокового ствола (ЗБС), бурение

**E-mail:* vv@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400780

горизонтального ствола/скважины (ГС) и многозабойных скважин (МЗС), гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), совмещение ГС и ЗБС с ГРП и МГРП [34]. Например, в США с применением систем «ГС+МГРП» на залежах в низкопродуктивных породах получено свыше 60% всей добычи нефти. Усовершенствование системы поддержания пластового давления (ППД) с использованием существующих скважин и имеющегося обустройства ведет к росту нефтеотдачи, энергоэффективности разработки и сокращению затрат. Оптимизация разработки трансформацией системы разработки некоторых объектов переводом обводненных добывающих скважин на вышележащие продуктивные объекты позволяет увеличивать коэффициент охвата пласта ($K_{охв}$), а значит и коэффициент извлечения нефти (КИН), следует учитывать направление регионального стресса и согласно ему размещать добывающие и нагнетательные скважины [35] и ориентировать направление горизонтальных участков (ГУ) скважин. Величина угла между направлением ГУ и направлением сноса осадочного материала [36] влияет на продуктивность скважин. Комплекс «ГС+МГРП» сложного профиля дает возможность наращивать продуктивность таких скважин в сильно расчлененных пластах и коллекторах низкой проницаемости.

Вышеприведенный краткий обзор указывает на актуальную задачу поиска методик управления разработкой за счет изменения характеристик сеток скважин, ориентации горизонтальных участков с учетом конкретных геологических условий.

Цель работы

Прогноз развития системы разработки нефтяной залежи в неоднородном многослойном пласте по типу «рябчик» с помощью моделирования вариантов сетки скважин в комплексе с ориентированием стволов и анализа модельных вариантов для обеспечения рентабельной добычи и повышения КИН.

Методы и материалы

Прогноз эффективности анализируемых вариантов сеток скважин и конструкции скважины в зоне продуктивного пласта проводился на геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) с использованием комплекса «РН-КИМ» [37]. На ГГДМ определяются показатели: запускные дебиты скважин, темп падения добычи, накопленная добыча нефти (НДН) в определенный период времени (с начала разработки, например) и т. д. для каждого анализируемого варианта размещения скважин и ориентирования ГС/ГУ, параметров трещин (полудлина, полувысота, раскрытие/ширина). Технологическая и экономическая оценки сделаны по результатам расчетов. Базой сравнения принят расчет по утвержденной проектом обращенной семиточечной сетке (ОСС) наклонно-направленных скважин (ННС) с расстоянием между скважинами 500 м. Эффективность вариантов определяется величинами конечного коэффициента извлечения нефти и чистого дисконтированного дохода (NPV). Устанавливаются оптимальный темп отбора жидкости из залежи и ее обводнения. Достижение максимально возможной величины коэффициента извлечения нефти должно сочетаться с максимальным NPV, подтверждая экономическую целесообразность и рентабельность системы.

Оценка с помощью геолого-гидродинамической модели разделена на три этапа: первый – оценка систем разработки с вариациями «ГС+МГРП» или «ННС+ГРП», второй – повышение эффективности системы путем оптимизации плотности сетки скважин (ПСС), третий – обоснование наилучших конструктивно-технологических параметров скважины (длина горизонтального участка скважины, количество портов гидравлического разрыва пласта на горизонтальном участке ствола (расстояние между портами).

Результаты оптимизации сетки скважин по вариантам и обсуждение

Отмечено [38, 39], что применение ГС+МГРП является одним из актуальных методов оптимизации и повышения эффективности разработки, и здесь важны параметры:

– плотность сетки скважин;

– размещение скважин по разрезу пласта, по взаиморасположению друг с другом и нагнетательных скважин;

– длина горизонтальных участков скважин;

– стадийность МГРП, принятая для отдельных объектов.

Предлагается оптимизация систем размещения скважин (нагнетательных и добывающих) за счет ориентации рядов скважин вдоль преимущественного направления образования трещин (ПНОТ) или регионального стресса [40]. Для определения максимального безводного периода работы изучались варианты с различными межрядными расстояниями. Установлено, что КИН увеличивается при росте Кохв, за счет действия эффекта авто-ГРП (самопроизвольный рост естественных трещин коллектора в зонах действия нагнетательных скважин). Авто-ГРП снижает потребность в дополнительных нагнетательных скважинах, а эффективность ППД сохраняется. Считается, что оптимально размещать скважины рядами по ПНОТ при авто-ГРП. Преимущественное направление образования трещин при гидроразрыве пласта на месторождениях Западной Сибири исследовали неоднократно. В ООО «РН-Юганскнефтегаза» были обобщены исследования ПНОТ [41] и установлено, что при гидроразрыве пласта азимут ПНОТ равен 331°54′ при стандартном отклонении 13°48′.

Был сделан прогноз профиля добычи на ГГДМ, исследование и прогнозирование, состоящие из трех этапов: 1) скрининг восьми вариантов системы разработки, 2) анализ и оптимизация параметров сетки, 3) оценка и прогноз оптимальных параметров горизонтальных участков скважин.

Скрининг систем разработки (этап 1) проводили для обоснования расположения и соотношения добывающих и нагнетательных скважин, выбора профиля скважин («ГС+МГРП» или «ННС+ГРП»). Оценивали, сравнивая с базовым вариантом расположения скважин, утвержденным ЦКР Роснедр по УВС, представляющий обращенную семиточечную сетку размещения скважин с расстоянием между скважинами 500 м [42]. С базой сравнили семь систем разработки. В нашем случае расстояние между скважинами в ряду принято 500 м, а между рядами – 300 м, длина ГС (ГУ) – 800 м, плотно-

стью гидравлического разрыва пласта – 1 порт на 100 м ствола. Забойное давление в добывающих скважинах установили 5.0 МПа, для нагнетательных – 35.0 МПа. Системы разработки, рассматриваемые в работе, разделили на группы: база – ННС+ГРП, первая модификация на основе ГС+МГРП, с направлением поперек преимущественного направления образования трещин, вторая модификация, основанная на ГС+МГРП, с направлением вдоль ПНОТ. Сначала моделировали восемь вариантов сеток скважин:

1. Базовый вариант: ОСС ННС+ГРП (7 т);
2. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная вдоль ПНОТ нагнетательные – ГС (ГС+ГС_в);
3. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная вдоль ПНОТ без ППД (ГС_в);
4. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная вдоль ПНОТ, нагнетательные – ННС (соотношение 1:1) (ГС+ННС_в);
5. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная вдоль ПНОТ, нагнетательные – ННС (соотношение 2:1) (ГС+2ННС_в);
6. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная поперек ПНОТ, нагнетательные – ГС (ГС+ГС_п);
7. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная поперек ПНОТ без ППД (ГС_п);
8. Рядное расположение ГС+МГРП, направленная поперек ПНОТ, нагнетательные – ННС (ГС+ННС_п);

По прогнозу накопленная добыча нефти на 30 лет получено снижение дебита нефти для всех вариантов до величины менее 1 т/сут. В базовом варианте НДН и NPV расчет проведен с учетом коэффициента участия скважин (K_{yc} = 0.33). K_{yc} принят, чтобы учитывать, что геометрически 2/3 флюида притекает извне и только 1/3 часть добытой нефти притекает изнутри рассматриваемого элемента.

Чистый дисконтированный доход рассчитывался с учетом капитальных затрат на строительство скважин; выполнения гидравлического разрыва пласта; затрат на добычу, сбор, подготовку и транспортировку нефти, ремонт и реконструкцию фонда, подготовку и нагнетание воды, налоги. При этом коэффициент дисконтирования приняли равным 0.2. Базовый вариант с обращенной семиточечной сеткой оказался худшим по величине КИН = 0.081 (максимальный КИН = 0.174). Однако система рентабельна по причине невысокой стоимости наклонно-направленных скважин, достаточной величины накопленной добычи нефти, достигаемой из-за высокой ПСС.

Модифицированные системы на базе «ГС+МГРП» все с равной площадью элемента сетки. Применение ГС+МГРП даже в режиме истощения дает добавку КИН, в размере 30-45% при различной направленности стволов скважин. Системы ГС+МГРП, с ориентацией стволов вдоль ПНОТ, показали коэффициент извлечения нефти наибольшей величины в сравнении с системами поперечного расположения. Но в обоих вариантах ориентации ГУ/ГС при работе на истощение быстро уменьшается дебит, что обусловлено резким падением пластовых давлений из-за неоднородности пласта. Скважины ГС+МГРП, расположенные поперек преимущественного направления развития трещин, обладают бóльшей площадью дренирования за счет развития трещин гидравлического разрыва пласта перпендикулярно стволу скважины, поэтому им присущи более высокие стартовые дебиты. При работе на истощение это позволяет уменьшить темп падения добычи нефти и добиться более высокой величины накопленной добычи нефти в сравнении с аналогичным вариантом, но с ГС ориентированными вдоль ПНОТ. Величины НДН при разработке пласта АВ (1-2) без организации системы поддержания пластового давления делают вариант экономически менее привлекательным (низкорентабельным).

При сравнении вариантов с нагнетательными скважинами выявлено, что за первые 6 лет наибольшая накопленная добыча нефти достигается в тех системах, где скважины расположены поперек ПНОТ, потому, что повышены пусковые дебиты из-за ускорения влияния нагнетания воды через системы трещин гидроразрыва пласта. При ориентировании горизонтальных участков поперек преимущественного направления образования трещин, при гидроразрыве пласта образуются трещины, перпендикулярные к стволам скважин, а это уменьшает межрядное расстояние на величину двух полудлин трещины гидравлического разрыва пласта, и растет дренируемая площадь. Снижение межрядного расстояния сокращает время достижения добывающих скважин фронтом воды, а значит, наступает обводнение их продукции. Когда скважины расположены вдоль ПНОТ, наблюдается замедленное продвижение воды и обводнение скважин, поэтому даже при небольшом начальном дебите, через 6 лет разработки накопленная добыча нефти оказывается больше, чем в вариантах направления скважин поперек ПНОТ.

Нагнетание воды в скважины с горизонтальным окончанием приводит к более равномерному вытеснению нефти в добывающие скважины с замедлением продвижения фронта воды и ее прорыва. Этот процесс создает более полный охват площади элементов разработки воздействием, достигается наибольшая накопленная добыча нефти. При одинаковой ориентации скважин вариант ГС+МГРП для осуществления ППД продемонстрировал по КИН бóльшую величину, чем вариант ННС+ГРП. Но высокие цены на горизонтальное бурение и большое количество гидравлического разрыва пласта сильно увеличивает капитальные вложения (КВ) и рентабельность системы снижается. А поддержание пластового давления по системе ННС+ГРП позволяет уменьшить капитальные вложения, что повышает экономическую привлекательность этой системы, также обеспечивается приемлемый темп добычи, и достижение хорошего коэффициента извлечения нефти.

Моделирование показало, что рядная система ГС+МГРП (ГС+ННС_в) с нагнетанием воды в наклонно-направленные скважины (1:1) обеспечивает высокую величину «удельный NPV/КИН = (1.7 млн руб/га) /0.152» при небольшом дополнительном инвестировании в сооружение кустов (кустовых площадок) из-за меньшего количества бурящихся скважин. Этот вариант по технологическим и экономическим показателям лучше. При уменьшении плотности бурения снижается риск вероятного пересечения стволов скважин расположенных рядом. Система разработки с одной нагнетательной скважиной позволяет проще перевести существующие добывающие скважины в нагнетательные, сохраняя геометрию размещения скважин без бурения новой.

Таблица

Прогнозные показатели анализируемых вариантов сетки скважин с изменением величин А и В

Параметры элемента		Площадь элемента, тыс. м²	НГЗ, тыс. т	НДН, тыс. т	КИН, д.ед.	Удельная НДН, тыс. т/га (УНДН)	Удельный NPV, млн руб/га
А, м	В, м						
300	200	600	180.1	33.0	0.183	0.55	1.61
	300	660	199.9	34.0	0.170	0.52	1.66
	400	720	215.9	33.5	0.155	0.47	1.56
400	200	800	244.1	44.3	0.182	0.55	1.83
	300	880	269.3	47.0	0.174	0.53	1.95
	400	960	293.5	45.1	0.154	0.47	1.82
500	200	1000	302.5	48.2	0.159	0.48	1.67
	300	1100	331.9	50.7	0.153	0.46	1.70
	400	1200	362.1	49.5	0.137	0.41	1.57
600	200	1200	362.1	52.1	0.144	0.43	1.52
	300	1320	401.4	56.1	0.140	0.43	1.57
	400	1440	435.9	57.5	0.132	0.40	1.46

Расчёты этапа 2 проведены с вариацией межскважинных (А от 300 до 600 м) и межрядных расстояний (В от 200 до 400 м) (табл.).

Чистый дисконтированный доход всех вариантов, сравнивали с базовым вариантом (ОСС ННС+ГРП). По результатам моделирования оценивали технологическую и экономическую эффективность рассматриваемых систем по плотности сетки скважин, зависящей от расстояний между скважинами и межрядного расстояния. В расчетах длина ГУ/ГС, как на этапе 1, принята равной 800 м, а плотность гидравлического разрыва пласта – 1 стадия/100 м. Для вариантов ощутимо различаются площади анализируемых элементов, значит и начальные геологические запасы (НГЗ). При прогнозном расчете добычи нефти на 30 лет, как и ранее, выявилось, что дебит нефти при всех вариантах сетки скважин меньше 1 т/сут.

В вариантах, с $A = 600$ м получена наибольшая накопленная добыча нефти, но, из-за низких ФЕС, слабого влияния закачки воды и большой площади элементов достигается небольшой КИН, из-за низкой УНДН здесь наименьший чистый дисконтированный доход, эти системы хуже иных вариантов. Уменьшение расстояния между скважинами до 500 м повышает эффективность системы ППД, $K_{охв}$, и КИН. Даже при росте удельных капвложений (на единицу площади), УНДН повышается, что увеличивает рентабельность варианта сетки. Если $A = 400$ м, то технико-экономическая эффективность вновь вырастет из-за указанных выше факторов. Но при $A = 300$ м при максимальном коэффициенте извлечения нефти получается минимальная НДН. Рост фонда скважин (большая плотность сетки скважин ведет к такому росту удельных капвложений, что экономический эффект этого варианта очень мал и непривлекателен.

Уменьшение расстояния между рядами ГС (параметр *B*) во всех рассмотренных вариантах увеличило ПСС и КИН, а их экономическая привлекательность снизилась в результате повышения удельных затрат на бурение. Для анализируемых сеток целесообразной величиной, по технико-экономическому критерию можно принять параметр $B = 300$ м, большее уплотнение сетки, обеспечивая прирост накопленной добычи нефти, не позволяет возвратить затраты на получение названного прироста накопленной добычи нефти. На втором этапе вариант рядной системы ГС+МГРП, с ориентированием стволов вдоль ПНОТ при гидроразрыве пласта, при закачке воды через ННС (1:1) (ГС+ННС_в), с сеткой $A = 400$ м, $B = 300$ м, показал наилучшие результаты.

Третий этап моделирования осуществлялся для исследования зависимости технико-экономических показателей систем от параметров заканчивания скважин: размер ГУ, расстояние между портами ГРП (плотность гидравлического разрыва пласта). Моделировали системы для трех размеров горизонтальных участков: 800, 1000, 1200 м и плотностей ГРП: 50, 100, 150 м. Увеличение длины ГУ свыше 1200 м вызывает значительное удорожание бурения и резкое падение экономических показателей системы. Аналогично этапу 1 и 2 варианты оценивали по технико-экономическим показателям на основе величин НДН, УНДН, КИН и NPV.

При постоянной плотности гидроразрыва пласта по длине горизонтальных участков, увеличение его длины приведет к росту накопленной добычи нефти, что обусловлено увеличением площади дренирования, УНДН остается постоянной, а КИН изменяется не существенно. Повышение плотности гидравлического разрыва пласта вызывает повышение эффективности дренирования пласта и рост коэффициента извлечения нефти. Но приближение портов гидроразрыва пласта друг к другу имеет ограничение, т.к. при 1 стадии гидроразрыва палста на 50 м длины горизонтальных участков увеличение накопленной добычи нефти не восполняет затраты на проведение стимуляции пласта гидравлическим разрывом пласта из-за интерференции зон дренировании вокруг трещин и падения притока, приходящегося на один порт гидроразрыва пласта. Элемент системы с ГС+МГРП длинной ГУ равной 1000 м и плотностью ГРП 1 стадия на 100 м показал при прогнозе лучшие КИН и NPV.

Выводы

На геолого-гидродинамической модели было выполнено 26 прогнозных расчетов для восьми вариантов сетки скважин, при которых оценивали экономическую эффективность. При оценке величин КИН и NPV выявлено, что самой эффективной является рядная система ГС+МГРП, при длине горизонтальных участков равной 1000 м и плотностью гидравлического разрыва пласта 1 порт/100 м длины ствола, стволы направлены вдоль ПНОТ, в ППД используются наклонно-направленные скважины (1:1), расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами 400 м, межрядное расстояние ГС равно 300 м. В сравнении с базовым вариантом (обращенной семиточечной сеткой) в выделенном варианте КИН и NPV больше в 2 раза. Для увеличения эффективности разработки и ее оптимизации на некоторых кустовых площадках предлагается использовать существующие транзитные скважины для организации поддержания пластового давления при сохранении параметров системы разработки. Использование рекомендаций и выводов обеспечит дополнительный рост чистого дисконтированного дохода проекта и высокий коэффициент извлечения нефти.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-900 в рамках программы развития НЦМУ.

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2020-900 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Литература

1. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.

2. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р., Бурштейн, Л. М., Курчиков, А. Р. (2021). Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры. *Геология и геофизика*, 62(5), 711-726.

3. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

4. Конторович, А. Э., Филиппов, С. П., Алексеенко, С. В. и др. (2019). Общая дискуссия по приоритету: выступления академиков РАН А.Э. Конторовича, С.П. Филиппова, С.В. Алексеенко, В.И. Бухтиярова, С.М. Алдошина. *Вестник Российской академии наук*, 89(4), 343-347.

5. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

6. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

7. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.

8. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

9. Исмайлов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдуллаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

10. Шпуров, И. В., Захаренко, В. А., Фурсов, А. Я. (2015). Дифференцированный анализ степени вовлечения и выработанности запасов юрских залежей в пределах Западно-Сибирской НГП. *Недропользование XXI век*, 1(51), 12-19.

11. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

12. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

13. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.

14. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

15. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.

16. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.

17. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

18. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

19. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

20. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

21. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

22. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

23. Буторин, А. В., Зиннурова, Р. Р., Митяев, М. Ю. и др. (2015). Оценка потенциала тюменской свиты в пределах Ноябрьского региона Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 12, 41-43.

24. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

25. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.

26. Выгон, Г. В. (2019). Инвентаризация запасов: от государственной экспертизы к национальному аудиту. *Нефтегазовая вертикаль*, 18(462), 19-24.

27. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

28. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

29. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

30. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

31. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

32. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

33. Агишев, Э. Р., Жданов, Л. М., Рамаданов, А. В. и др. (2022). Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта АВ11-2. *Экспозиция нефть и газ*, 2(87), 20-23.

34. (2022). US crude oil field production. Ycharts Inc. https://ycharts.com/indicators/us_crude_oil_field_production

35 Дремин, Д. С., Дубинский, Г. С. (2017). Геологическое обоснование трансформации системы разработки объекта БП Тарасовского месторождения. Сборник научных трудов «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения». *Уфа: Монография*.

36. Бриллиант, Л. С., Клочков, А. А., Выдрин, А. Г. и др. (2010). Влияние геологических свойств коллектора на эффективность бурения горизонтальных скважин на объекте АВ1 1-2 Самотлорского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 10, 82-84.

37. Бадыков, И. Х., Байков, В. А., Борщук, О. С. (2015). Программный комплекс «РН–КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов. *Недропользование XXI век*, 4(54), 96-103.

38. Сарваров, А. Р., Литвин, В. В., Владимиров, И. В. и др. (2008). Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, 61-63.

39. Абдульмянов, С. Х., Еловиков, С. Л., Щекатурова, И. Ш. (2012). Эффективность формирования и уточнение величины плотности сетки скважин с учетом горизонтальных стволов. *Нефтепромысловое дело*, 11, 38-41.

40. Emeka, O. J., Durlofsky, L. (2009, October). Development and application of a new well pattern optimization algorithm for optimizing large scale field development. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

41. Мальцев, В. В., Никитин, А. Н., Кардымон, Д. М. и др. (2010). Опыт применения специальных ГИС на месторождениях ООО «РН–Юганскнефтегаз» для задач оптимизации ГРП. *Территория «Нефтегаз»*, 11, 52-57.

42. (2015). Протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС № 6427 от 16.12.2015.

References

1. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

2. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R., Burshtein, L. M., Kurchikov, A.R. (2021). Assessment of the initial, promising, and predicted geologic and recoverable oil resources of the West Siberian petroleum province and their structure. *Russian Geology and Geophysics*, 62(5), 576-588.

3. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

4. Kontorovich, A. E., Filippov, S. P., Alekseenko, S. V., et al. (2019). Discussion on the priority: speachs of academicians A.E. Kontorovich, S.P. Filippov, S.V. Alekseenko, V.I. Bukhtiyarov, S.M. Aldoshin. *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 89(4), 343-347.

5. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

6. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

7. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.

8. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

9. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field «Bibiheybat». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

10. Shpurov, I. V., Zakharenko, V. A., Fursov, A. Ya. (2015). A differentiated analysis of the degree of involvement and the depletion of stocks of jurassic deposits in the Western Siberian oil-and-gas province. *Subsoil Using – XXI Century*, 1(51), 12-19.

11. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field Pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

12. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

13. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.

14. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

15. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil. Gas. Novation's*, 4, 8-17.

16. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.

17. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

18. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

19. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

20. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

21. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

22. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

23. Butorin, A. V., Zinnurova, R. R., Mityaev, M. U., et al. (2015). Estimating the potential of the Tumen formation in the Noyabrsk region of Western Siberia. *Oil Indutry*, 12, 41-43.

24. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

25. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

26. Vygon, G. V. (2019). Inventory of stocks: from state expertise to national audit. *Oil and Gas Vertical*, 18(462), 19-24.

27. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings,* 2, 24-28.

28. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

29. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

30. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

31. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

32. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

33. Agishev, E. R., Zhdanov, L. M., Ramadanov, A. V., et al. (2022) Determination of features of the geological structure of Lower Aptian formation of West Siberian on basis of refined lithological-facial model of reservoir AV11-2. *Exposition Oil Gas,* 2(87), 20-23.

34. (2022). US crude oil field production. Ycharts Inc. https://ycharts.com/indicators/us_crude_oil_field_production

35. Dremin, D. S., Dubinsky, G. S. (2017). Geological substantiation of the transformation of the object development system of the object of the BP of Tarasovo deposit. Collection of scientific papers «Oil and gas technologies and new materials. Problems and solutions». *Ufa: Monografiya.*

36. Brilliant, L. S., Klochkov, A. A., Vydrin, A. G., et al. (2010). Reservoir geological properties effect on the effectiveness of horizontal wells drilling at the Samotlorskoye field AV1 1-2 object. *Oil Industry*, 10, 82-84.

37. Badykov, I. Kh., Baikov, V. A., Borshchuk, O. S. (2015). The software package «RN-KIM» as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. *Subsoil Using – XXI Century*, 4(54), 96-103.

38. Sarvarov, A. R., Litvin, V. V., Vladimirov, I. V., et al. (2008). The influence of the location of the horizontal well bore on the oil recovery coefficient and the density of the well grid. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Deposits*, 12, 61-63.

39. Abdulmyanov, S. Kh., Elovikov, S. L., Schekaturova, I. Sh. (2012). Efficiency of formation and specification of value of wells pattern density with account of horizontal well bores. *Oilfield Engineering,* 11, 38-41.

40 Emeka, O. J., Durlofsky, L. (2009, October). Development and application of a new well pattern optimization algorithm for optimizing large scale field development. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

41. Maltsev, V. V., Nikitin, A. N., Kardymon, D. M., et al. (2010). Experience of using special GIS at the fields of LLC «RN–Yuganskneftegaz» for the tasks of hydraulic fracturing optimization. *Territory of Neftegaz*, 11, 52-57.

42. (2015). Minutes of the meeting of the Central Committee Rosnedra on UVS No. 6427 dated 12/16/2015.

Оптимизация разработки многослойных продуктивных пластов изменением параметров заканчивания скважин и их расположения

Э. Р. Агишев[1], Р. Н. Бахтизин[2], Г. С. Дубинский[2], В. В. Мухаметшин[2], В. Е. Андреев[2,3], Л. С. Кулешова[4], Ш. Г. Мингулов[4]

[1]СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[3]Институт стратегических исследований РБ, Уфа, Россия
[4]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

Реферат

В связи с ростом объема трудноизвлекаемых запасов нефти, в сложнопостроенных залежах, пластах со сниженными фильтрационными свойствами, месторождениях в удаленных, без инфраструктуры появились новые задачи, которые неоходимо решать при освоении этих запасов, чтобы это было рентабельно. Требуется применение новых методик выбора способов и систем разработки с одновременным внедрением новых методов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. В статье исследуется метод повышения эффективности системы разработки слоистого и неоднородного продуктивного пласта типа «рябчик» путем управления параметрами сетки скважин и заканчивания скважин. Анализируемый метод оптимизации разработки позволит повысить экономичность извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти и повысить степень их выработки. Сделаны предложения по увеличению эффективности разработки пласта типа «рябчик».

Ключевые слова: горизонтальная скважина; ориентация ствола; оптимизация сетки скважин; эффективность разработки; многослойный пласт.

Quyuların yerləşmə və tamamlanma parametrlərinin dəyişdirilməsi ilə çoxtəbəqəli məhsuldar layların işlənməsinin optimallaşdırılması

E. R. Aqişev[1], R. N. Baxtizin[2], Q. S. Dubinskiy[2], V. V. Muxametşin[2], V. E. Andreyev[2,3], L. S. Kuleşova[4], Ş. Q. Minqulov[4]

[1]«Vyetsovpetro» MM, Vung Tau, Vyetnam
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya
[3]Başqırdıstan Respublikasının Strateji Araşdırmalar İnstitutu, Ufa, Rusiya
[4]Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu, (Oktyabrski filialı), Oktyabrski, Rusiya

Xülasə

Çətinçıxarılabilən neft ehtiyatlarının həcminin artması ilə əlaqədar olaraq mürəkkəb quruluşlu yataqlarda, süzülmə xassələri aşağı olan laylarda, infrastrukturu olmayan ucqar ərazilərdə yerləşən yataqlarda həmin ehtiyatların mənimsənilməsi zamanı rentabellilik baxımından həll olunması tələb olunan yeni məsələlər ortaya çıxır. Neftçıxarmanın intensivləşdirilməsi və neftvermənin artırılması üçün yeni metodların tətbiqi və eyni vaxtda üsulların və işlənmə sistemlərinin seçimi üçün yeni metodikaların istifadəsi tələb olunur. Məqalədə quyu şəbəkəsi və quyu tamamlanması parametrlərinin idarə olunması yolu ilə «ryabçik» tipli təbəqəli və qeyri-bircins məhsuldar layın işlənmə sisteminin effektivliyinin artırılması üsulu tədqiq edilir. Təhlil olunan işlənmənin optimallaşdırılması üsulunun çətinçıxarılabilən neft ehtiyatlarının çıxarılmasının effektivliyini artırmağa və onların hasilat dərəcəsini yüksəltməyə imkan verəcəyi göstərilmişdir. «Ryabçik» tipli layların işlənmə effektivliyinin artırılması üzrə tövsiyələr verilmişdir.

Açar sözlər: horizontal quyu; lülə istiqaməti; quyu şəbəkəsinin optimallaşdırılması; işlənmənin effektivliyi; çoxtəbəqəli lay.