

УДК 622.276

ПЛАНИРОВАНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНИЗОТРОПНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ГАГАРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мартюшев Дмитрий Александрович¹,
martyushevdi@inbox.ru

Менгалиев Александр Генрихович^{1,2},
mengaliev.alexandr@gmail.com

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

² ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,
Россия, 629008, г. Салехард, ул. Матросова, 24.

Актуальность. На сегодняшний день одной из актуальных и важнейших задач в нефтяной отрасли является увеличение конечного коэффициента извлечения нефти. Большое внимание сейчас уделяется так называемым гидродинамическим методам повышения коэффициента нефтеизвлечения. Одним из наиболее простых, недорогих и часто применяемых гидродинамических методов является циклическое заводнение. Весьма важной как с научной, так и с практической точки зрения задачей является возможность использования циклического заводнения в сложнопостроенных коллекторах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, к разработке которых начали приступать большинство нефтяных компаний. На данный момент, чтобы оценить эффективность технологии, а также избежать нежелательных последствий при ее использовании, применяют гидродинамическое моделирование. Для решения данной задачи использовалась адаптированная геолого-гидродинамическая модель, учитывающая трещиноватость и параметр анизотропии проницаемости, турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения.

Цель: оценить возможности реализации циклического заводнения на основе модифицированной геолого-гидродинамической модели, учитывающей геомеханические эффекты.

Объект: сложнопостроенная турнейско-фаменская карбонатная залежь Гагаринского месторождения.

Методы: гидродинамический симулятор Tectra версии 8.3.1 компании Roxar.

Результаты. Выполненное моделирование циклического заводнения на определенных участках залежи Гагаринского месторождения продемонстрировало уменьшение добычи воды, сопровождающееся увеличением добычи нефти. Также необходимо отметить, что переход со стационарного на циклическое заводнение не на все реагирующие добывающие скважины оказал положительное влияние (увеличение добычи нефти), связано это в большей мере с наличием вертикальной проницаемости (параметра анизотропии проницаемости). Также подтверждено, что упущение параметра анизотропии проницаемости и наличие естественной трещиноватости в геолого-гидродинамических моделях приводит к завышению параметра накопленной добычи нефти.

Ключевые слова:

Трещиноватость, вертикальная проницаемость, дополнительная добыча нефти, обводненность, полувцикл, фильтрационный поток.

Введение

На сегодняшний день одна из актуальных и важнейших задач в нефтяной отрасли – увеличение конечного коэффициента извлечения нефти, которая требует применения эффективных методов разработки. Большое внимание сейчас уделяется так называемым гидродинамическим методам повышения коэффициента нефтеизвлечения. Данные методы связаны с изменением величины и/или направления градиентов пластового давления. Одним из наиболее простых, недорогих и часто применяемых гидродинамических методов является циклическое заводнение. В работах [1, 2] говорится, что повышение градиентов давлений в пласте оказывает положительное влияние на коэффициент нефтеотдачи неоднородных коллекторов и приводит к снижению обводненности добывающих скважин.

Эффективность циклического заводнения зависит от двух процессов, которые являются взаимосвязанными – за счет перепадов давления происходит внедрение воды в малопроницаемые пропластки и удер-

жание ее там за счет капиллярных сил. Одним из наиболее важных геолого-физических критериев применимости циклического заводнения является неоднородность пласта. Разнонаправленная трещиноватость карбонатных пластов обуславливает интенсивный обмен пластового флюида между пропластками (слоями) и тем самым увеличивает эффективность метода. Особо стоит отметить, что не только возникающие градиенты давления играют главную роль во внедрении воды в малопроницаемые пропластки пласта, но и наличие проницаемости в вертикальном направлении [3, 4].

В настоящее время проектирование разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов реализуется на основе трехмерного компьютерного моделирования. В работах [5, 6] рассматривается моделирование циклического заводнения на основе синтетических (упрощенных) геолого-гидродинамических моделей, но стоит отметить, что они не описывают в полной мере процессы, происходящие в пластах, осо-

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика объекта
Table 1. Geological and physical characteristics of the object

Параметр/Parameter	Значение/Value
Средняя глубина залегания, м Average depth, m	2001,0
Пористость/Porosity, %	11,0
Проницаемость, мД/Permeability, mD	39,0
Средняя эфф. нефтенас. толщина, м Average net pay thickness, m	12,3
Вязкость нефти в пл. усл., МПа*с Oil viscosity at reservoir conditions, МПа * с	1,13
Газосодержание, м ³ /т Gas content, m ³ /t	185,6
Пластовое давление начальное, МПа Initial reservoir pressure, МПа	20,7
Давление насыщения, МПа Saturation pressure, МПа	14,4
Коэффициент расчлененности, д. ед. Dissection coefficient, fraction of units	19,8
Коэффициент песчаности, д. ед. Sandiness coefficient, fraction of units	0,21

Основные геолого-физические характеристики рассматриваемого объекта представлены в табл. 1. В целом стоит отметить, что по залежи средний дебит по нефти составляет 6,8 т/сут; по жидкости – 11,1 м³/сут; обводненность – 37,8 %; степень выработки запасов нефти – 43,4 %.

Для моделирования циклического заводнения выбраны три очага заводнения – район скв. 223, 406 и 430, которые расположены в зоне верхнего тылового шлейфа (рис. 2). Проведенный анализ геологического строения и текущего состояния разработки залежи позволяет сделать вывод о неравномерной выработке запасов нефти (особенно в зоне верхнего тылового шлейфа) ввиду высокой неоднородности коллектора (по площади и по разрезу), а также значительного влияния естественной трещиноватости и как следствие образования промытых зон. Таким образом, большая часть запасов в низкопроницаемых зонах остается не охваченной нагнетаемой водой [10–12].

Стоит отметить, что на залежи наблюдается отрицательная динамика пластового давления в зонах отбора в процессе эксплуатации, связано это в первую очередь с недостаточной компенсацией темпов отбора со стороны системы ППД и ее низкой эффективностью. Во многом этому способствует сложная трещиноватая структура пласта и многообразие фациальных зон в пределах рифового массива, между которыми может происходить как переток флюида, так и барьерное сопротивление. Проведенные трассерные исследования в апреле 2018 г. позволили подтвердить, что влияние закачиваемой воды на добывающий фонд низкое (на рис. 2 синими стрелками указаны основные направления закачиваемой воды по результатам трассерных исследований), но, стоит отметить, что практически все добывающие скважины в той или иной степени имеют гидродинамическую связь с нагнетательными.

Моделирование циклического заводнения

Исходя из имеющегося опыта проектирования [13–19] длительность полуцикла рекомендуется оцениваться с помощью следующей формулы:

$$t = \frac{l^2}{2\chi},$$

где t – длительность полуцикла; l – расстояние от нагнетательной скважины до фронта вытеснения нефти водой; χ – пьезопроводность пласта между добывающей и нагнетательной скважинами. В работах [20–22] сказано, что параметр пьезопроводности достаточно точно определяется прямым методом – гидропрослушивания. Но данный метод является длительным и дорогостоящим. Поэтому определение данного параметра осуществлялось с помощью интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (кривая восстановления давления/уровня, кривая стабилизации давления) как наиболее распространенного метода контроля за разработкой месторождений [23–25].

Из представленной формулы видно, что для каждой добывающей скважины длительность полуцикла будет индивидуальна и в большей мере зависит от пьезопроводности пласта (табл. 2).

Таблица 2. Определение длительности полуцикла добывающих скважин, расположенных в очаге нагнетательной скв. 430

Table 2. Determination of duration of a half-cycle of producing wells located in the area of the injection well 430

Добывающая скважина Production well	Расстояние до нагнетательной скважины, м Distance to the injection well, m	Пьезопроводность, см ² /с Piezoconductivity, cm ² /s	Длительность полуцикла, сут Half cycle duration, days
423	356	93,3	19,7
427	445	167,4	17,1
429	445	143,1	20,0
431	534	93,2	44,3
432	445	277,4	10,3
433	445	7,2	397,9

Для каждого из трех обозначенных на рис. 1 очагов заводнения смоделирована циклическая закачка с различной длительностью полуцикла. Циклическую закачку в гидродинамическом симуляторе можно проводить различными способами – менять режим работы нагнетательной скважины, задавая периоды работы/проста, но в результате получается довольно громоздкий файл прогнозных событий. Авторами работы циклическая закачка реализована через использование операций встроенного модуля с различными условиями, содержащего элементы программирования. В итоге реализация различных сценариев работы сводится к корректировке нескольких чисел. В результате моделирования циклической закачки получены следующие значения технологических параметров, которые представлены в табл. 3. Расчет циклического заводнения проводился на период 20 лет. В ряде работ [26–29] рекомендуется изменять режимы эксплуатации скважин и в этих случаях рассчитывать на высокую эффективность циклического заводнения. Но в практических условиях создание амплитуд изменения закачки невозможно ввиду технических ограничений системы ППД Гагаринского месторождения, поэтому данный вариант технического решения не моделировался.

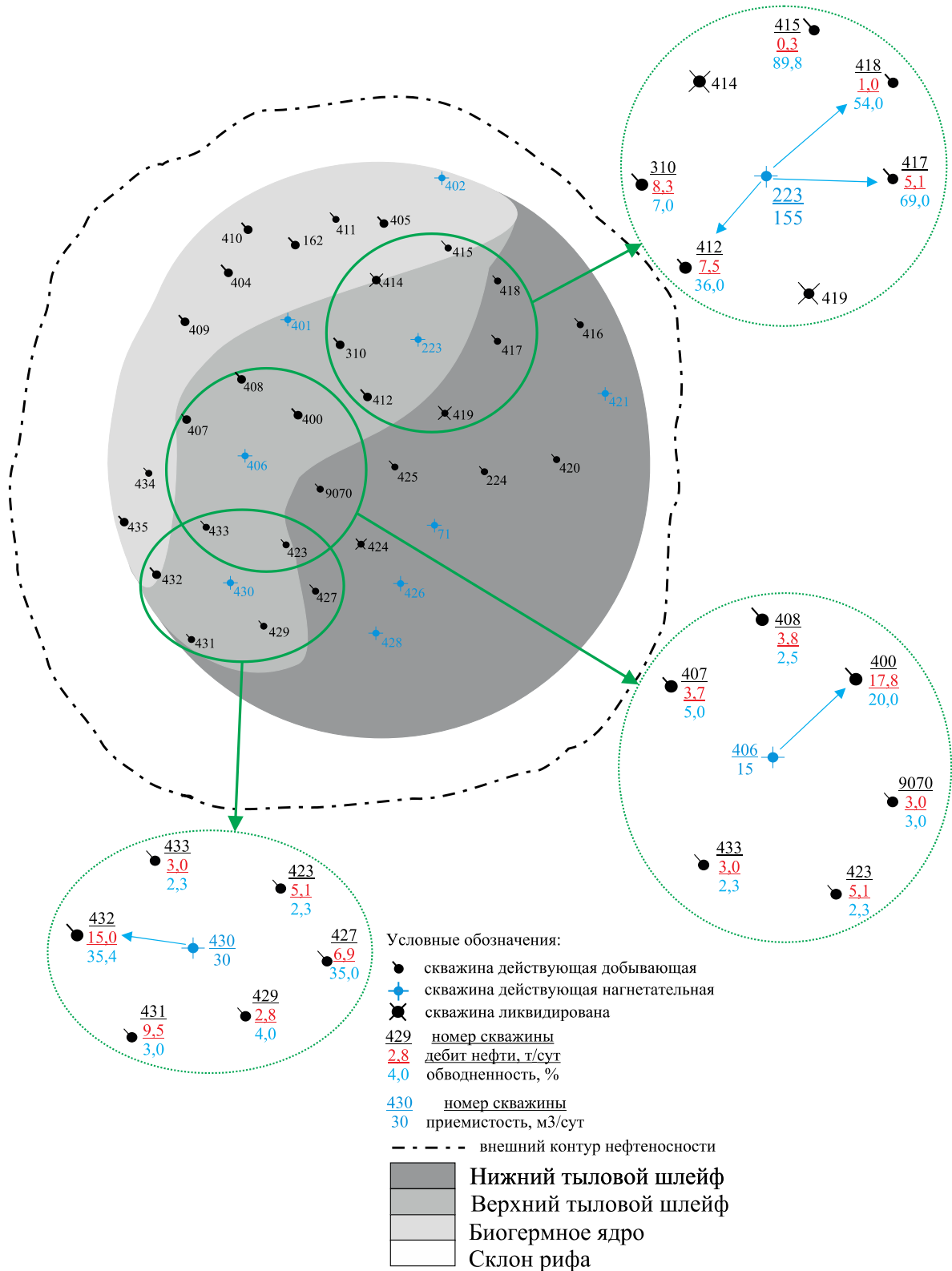


Рис. 2. Фациальная схема карбонатной залежи Гагаринского месторождения с выделенными очагами для возможной реализации циклической закачки

Fig. 2. Facies diagram of carbonate deposit of Gagarinskoe field – dedicated foci waterflood for cyclic injection realizable

Таблица 3. Результаты расчетов технологической эффективности циклического заводнения по очагам нагнетания
Table 3. Results of waterflooding cyclic technological efficiency calculation by injection areas

Скв. № Well no.	Полуцикл, дни Half cycle, days	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, thousand tons	Обводненность, % Water cut, %	Накопленная добыча жидкости, тыс. м ³ Cumulative fluid production, thousand m ³	Накопленная закачка агента, тыс. м ³ Cumulative agent injection, thousand m ³
223	Базовый* Basic	431,75	88,46	881,09	1573,61
	5/5	428,73	84,20	770,07	800,28
	10/10	429,14	85,60	776,80	853,07
	20/20	429,41	85,12	783,01	908,24
	40/40	429,67	85,53	788,23	946,10
406	Базовый Basic	267,66	60,63	456,68	37,15
	5/5	271,54	54,74	428,94	11,23
	10/10	264,78	59,48	444,67	13,24
	20/20	265,16	59,57	445,93	15,82
	40/40	233,55	60,79	394,44	16,83
430	Базовый Basic	329,21	79,87	567,19	143,07
	5/5	333,23	70,40	531,97	52,35
	10/10	325,02	71,55	541,81	60,50
	20/20	325,77	72,38	543,38	67,79
	40/40	326,25	72,99	544,57	72,56

*Стационарное заводнение.

*Stationary flooding.

Данные табл. 3 говорят о том, что реализация циклического заводнения в очаге скв. 223 является менее эффективной по сравнению со стационарной закачкой. Скорее всего, это связано с активной выработкой запасов и значительно меньшими остаточными извлекаемыми запасами по сравнению с другими рассматриваемыми очагами. На двух других очагах при реализации циклического заводнения с длительностью полуцикла 5/5 технологическая эффективность выше, чем при стационарном заводнении (в среднем на 1,3 %). Также необходимо отметить значительное снижение обводненности добываемой продукции в рассматриваемых очагах нагнетания (в среднем на 10 %). В целом реализация циклического заводнения на данных участках с определенным временным циклом является технологически эффективным мероприятием.

Проведено сравнение технологической эффективности реализации циклического заводнения на модифицированной геолого-гидродинамической модели и стандартной, без учета геомеханических эффектов (табл. 4). Полученные результаты указывают на то, что учет трещиноватости и параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях сложнопостроенных карбонатных объектов ведет к завышению технологических показателей, что в последствии может привести к неверной экономической оценке проекта.

Для очагов нагнетания (скв. 406, 430), для которых циклическое заводнение является эффективным, рассмотрено в отдельности влияние закачки на каждую добывающую скважину (табл. 5, 6) с целью оценки изменения накопленной добычи нефти.

Таблица 4. Сравнение результатов циклического заводнения
Table 4. Comparison of cyclic flooding results

Скв. № Well no.	Полуцикл, дни Half cycle, days	Модифицированная геолого-гидродинамическая модель Modified geological and hydrodynamic model		Геолого-гидродинамическая модель без учета геомеханических эффектов Geological and hydrodynamic model without taking into account geomechanical effects	
		Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, thousand tons	Обводненность, % Water cut, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, thousand tons	Обводненность, % Water cut, %
406	Базовый Basic	267,66	60,63	277,54	67,44
	5/5	271,54	54,74	278,21	67,34
	10/10	264,78	59,48	275,88	65,22
	20/20	265,16	59,57	274,91	65,12
	40/40	233,55	60,79	272,45	66,04
430	Базовый Basic	329,21	79,87	345,67	84,61
	5/5	333,23	70,40	347,24	84,12
	10/10	325,02	71,55	339,55	82,45
	20/20	325,77	72,38	338,46	80,12
	40/40	326,25	72,99	334,67	82,34

Таблица 5. Результаты расчетов технологической эффективности циклического заводнения (очаг скв. 430)

Table 5. Results of calculation of technological efficiency of waterflood for cyclic injection (area of well 430)

Скв. № Well no.	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, thousand tons		Абсолютное изменение добычи нефти, тыс. т Absolute change in oil production, thousand tons
	Базовый Basic	Цикл 5/5 5/5 cycle	
423	44,06	44,05	-0,01
427	28,99	29,32	+0,33
429	24,47	24,67	+0,20
431	75,39	75,20	-0,19
432	71,04	70,42	-0,62
433	21,30	21,76	+0,46

Таблица 6. Результаты расчетов технологической эффективности циклического заводнения (очаг скв. 406)

Table 6. Results of calculation of technological efficiency of waterflood for cyclic injection (area of well 406)

Скв. № Well no.	Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, thousand tons		Абсолютное изменение добычи нефти, тыс. т Absolute change in oil production, thousand tons
	Базовый Basic	Цикл 5/5 5/5 cycle	
400	64,20	55,49	-8,71
407	40,26	41,12	+0,86
408	50,06	49,87	-0,19
423	44,06	50,64	+6,58
433	21,30	22,96	+1,66
9070	91,96	92,54	+0,58

Для качественной оценки циклического заводнения применена опция трассеров, позволяющая визуально отследить направление движения закачиваемых агентов. Применение трассеров не заканчивается визуальной оценкой, их широко применяют для реали-

зации закачки поверхностно-активных веществ (ПАВ) и других методов повышения нефтеотдачи пластов [30–37]. На рис. 3 изображено графическое распределение потоков закачиваемого агента по очагу нагнетательной скважины 406.

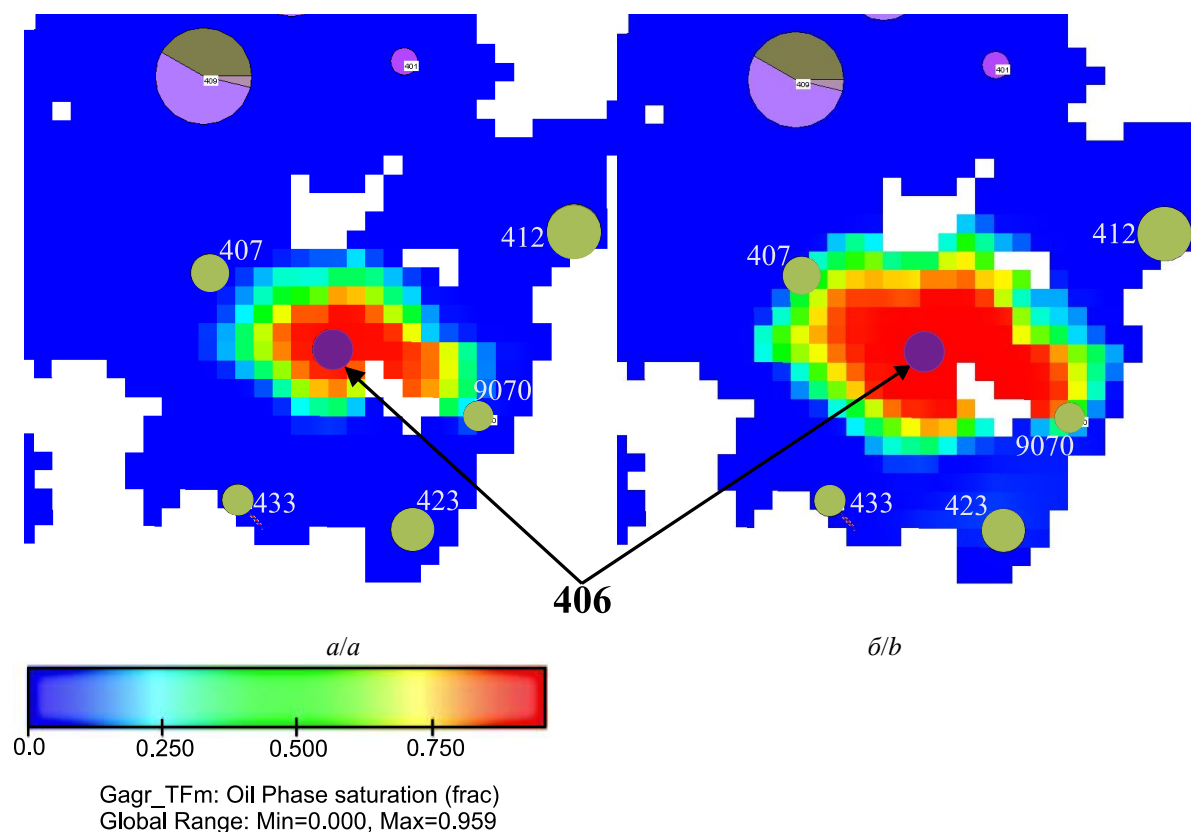


Рис. 3. Графическое распределение фильтрационных потоков закачиваемого агента на примере очага скв. 406, 74-ый слой гидродинамической модели; а) реализация циклического заводнения с длительностью полуцикла 5/5; б) стационарное заводнение

Fig. 3. Graphical distribution of filtration flows of the injected agent on an example of well 406, hydrodynamic model layer 74; а) implementation of the waterflood for cyclic injection with the half cycle duration of 5/5; б) stationary waterflood

Исходя из проведенных расчетов и графической визуализации можно сделать вывод о том, что использование геолого-гидродинамической модели,

учитывающей геомеханические эффекты, позволяет более достоверно и качественно оценить влияние циклического заводнения на выработку запасов из

ранее не охваченных процессом заводнения пластков.

Также подтвержден тот факт, что длительность полуцикла, при котором достигается максимальный технологический эффект (дополнительная добыча нефти), зависит от параметра анизотропии проницаемости: чем больше значение латеральной проницаемости

(меньше коэффициент анизотропии проницаемости пласта ($v = \frac{K_{\text{верт}}}{K_{\text{гор}}}$)), тем больше времени необходимо для перераспределения давления в вертикальном направлении, следовательно, время полуцикла увеличивается (рис. 4) [7–9].

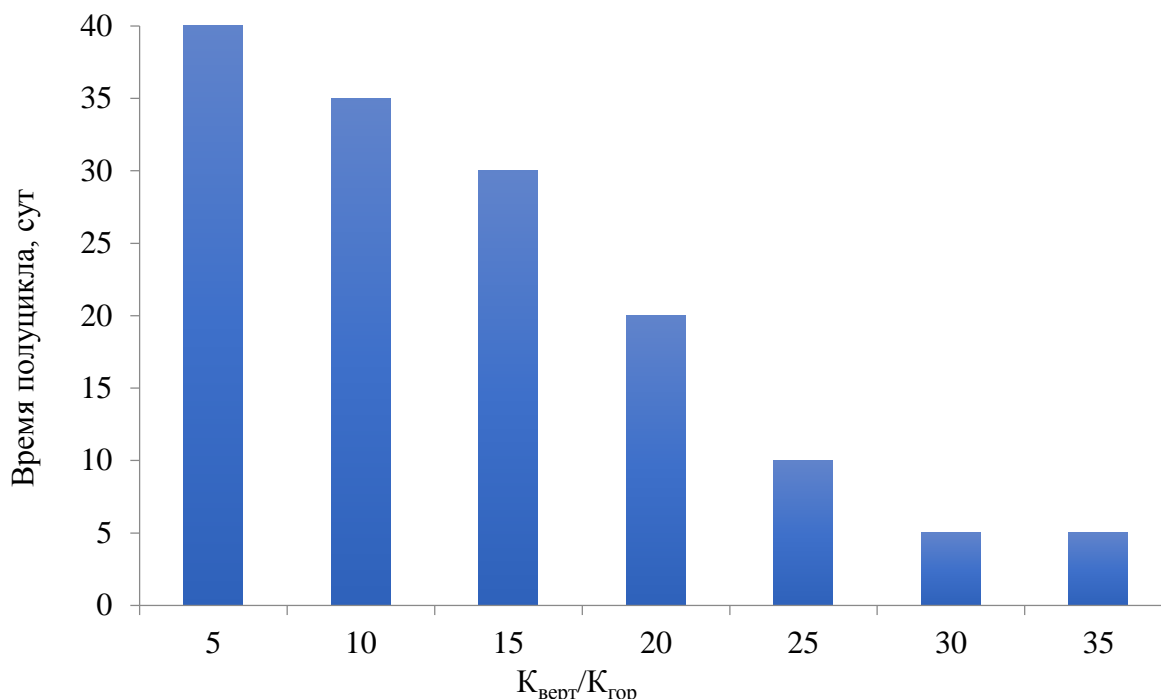


Рис. 4. Зависимость полуцикла циклического заводнения от коэффициента анизотропии проницаемости
Fig. 4. Dependence of the half cycle of waterflood for cyclic injection on the permeability anisotropy coefficient

Заключение

На сегодняшний день гидродинамическое моделирование является одним из наиболее применяемых и главных инструментов для обоснования решений по управлению разработкой нефтяных месторождений. Модели фильтрации позволяют более эффективно прогнозировать и визуализировать потоки пластовых флюидов.

Выполненное моделирование циклического заводнения на определенных участках залежи продемонстрировало уменьшение добычи воды, сопровождающееся увеличением добычи нефти. Также необхо-

димо отметить, что переход со стационарного на циклическое заводнение не на все реагирующие добывающие скважины оказал положительное влияние (увеличение добычи нефти), связано это в большей мере с наличием вертикальной проницаемости (параметра анизотропии проницаемости).

Результаты, описанные в статье, представляют научный и практический интерес, позволяют в дальнейшем развивать и совершенствовать геолого-гидродинамическое моделирование и проектирование различных видов заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
2. Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного Института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82.
3. Технические решения по оценке обводненности продукции нефтедобывающих скважин / И.З. Денисламов, И.К. Гималтдинов, А.И. Денисламова, З.А. Максудов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 60–69.
4. Альмухаметова Э.М. Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере

месторождения Северные Бузачи // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 2. – С. 115–121.

5. Максимов В.М. Обобщенный закон многофазной фильтрации и новые эффекты поверхностных явлений при двухфазных течениях в пористой среде // Георесурсы. – 2020. – Т. 21. – № 1. – С. 86–91.
6. Боженюк Н.Н., Белкина В.А., Стрекалов А.В. Геологическая модель викуловских отложений с учетом анализа связности коллектора и данных по горизонтальным скважинам // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 30–44.
7. Построение анизотропной гидродинамической модели и исследование влияния анизотропии проницаемости на примере моделирования блока месторождения / Р.И. Ермаков, М.О. Коровин, В.П. Меркулов, О.С. Чернова // Известия Том-

- ского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 86–93.
8. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного Института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318.
 9. Особенности учета анизотропии проницаемости в гидродинамической модели / Р.И. Ермаков, В.П. Меркулов, О.С. Чернова, М.О. Коровин // Записки Горного Института. – 2020. – Т. 243. – С. 299–304.
 10. Мартюшев Д.А., Зайцев Р.А. Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 77–85.
 11. Чумаков Г.Н. Оценка вероятности эффективного применения циклической закачки жидкости в пласт на месторождениях Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13. – № 13. – С. 49–58.
 12. Чеботарева И.Я. Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 238–245.
 13. Исследования о наличии гидродинамической связи между терригенным бобринским и карбонатным турнейским объектами на базе геолого-технологической модели участка месторождения / М.А. Сайфутдинов, И.Н. Хакимянов, В.Н. Петров, Р.И. Шешдинов, Л.М. Миронова // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 1. – С. 2–8.
 14. Гусев С.И. Результаты петроупругого моделирования карбонатных отложений пермской системы Харьягинского месторождения // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 3. – С. 62–68.
 15. Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных залежей на примере месторождения ближневосточного региона / Р.А. Растегаев, В.В. Морозов, С.И. Мельников, С.А. Идрисова, С.В. Мильчаков // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 168–171.
 16. Фациальные модели ачимовской толщи восточно-уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки / А.В. Храмова, С.И. Пахомо, Н.Ю. Натчук, М.П. Калашникова, С.В. Ромашкин, А.Д. Мусихин, Н.Г. Семенова // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 3. – С. 55–61.
 17. Experimental study on pressure control strategies for improving waterflooding potentials in a heavy oil-methane system / Xiaolong Peng, Fanhua Zeng, Zhongwei Du, Hao Yang // Petroleum Exploration and Development. – 2017. – V. 149. – P. 126–137.
 18. Designing cyclic pressure pulsing in naturally fractured reservoirs using an inverse looking recurrent neural network / E. Artun, T. Ertekin, R. Watson, B. Miller // Computers and Geosciences. – 2012. – V. 38. – Iss. 1. – P. 68–79.
 19. Henderson N., Pena L. Simulating effects of the permeability anisotropy on formation of viscous fingers during waterflood operations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 153. – P. 178–186.
 20. Белоногов Е.В., Коровин А.Ю., Яковлев А.А. Повышение коэффициента приемистости путем динамической обработки нагнетательных скважин // Записки Горного Института. – 2019. – Т. 238. – С. 405–409.
 21. Three-dimensional physical modeling of waterflooding in metamorphic fractured reservoirs / Kaijun Tong, Huiqing Liu, Yingchun Zhang, Jing Wang // Petroleum Exploration and Development. – 2015. – V. 42. – Iss. 4. – P. 589–596.
 22. Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A mechanism study / Chenjun Huang, Geyun Liu, Kaibo Shi, Jinyin Yin, Jinrui Guo, Chongzhi Tao // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – Iss. 2. – P. 124–130.
 23. Huafeng Sun, Sandra Vega, Guo Tao. Analysis of heterogeneity and permeability anisotropy in carbonate rock samples using digital rock physics // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 156. – P. 419–429.
 24. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoir / V. Guerriero, S. Mazzoli, A. Iannace, S. Vitale, Ch. Strauss // Marine and Petroleum Geology. – 2013. – V. 40. – P. 115–134.
 25. Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A modeling study / Chenjun Huang, Geyun Liu, Yongsheng Ma, Xinqi Zhou, Linyan Zhang, Jinyin Yin, Jinrui Guo // Petroleum Research. – 2019. – V. 4. – Iss. 4. – P. 354–364.
 26. Experimental study of impact of anisotropy and heterogeneity on gas flow in coal. P. II: Permeability / Yuling Tan, Zhejun Pan, Jishan Liu, Fubao Zhou, Asadul Haque // Fuel. – 2018. – V. 230. – P. 397–409.
 27. Investigation log the permeability anisotropy of 2D fractured rock masses / Feng Ren, Guowei Ma, Luoyang Fu, Ke Zhang // Engineering geology. – 2015. – V. 196. – P. 171–182.
 28. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East // Petroleum Exploration and Development. – 2018. – V. 45. – Iss. 4. – P. 723–734.
 29. Minory Sato, Takato Takemura, Manabu Takahashi. Development of the permeability anisotropy of submarine sedimentary rocks under true triaxial stresses // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2018. – V. 108. – P. 118–127.
 30. Velocity-free MS/AE source location method for three-dimensional hole-containing structures / Lomgjun Dong, Qingchun Hu, Xiaojie Tong, Youfang Liu // Engineering. – 2020. – V. 6. – Iss. 7. – P. 827–834.
 31. Characterization of reactive interfaces via coupled interfacial tension measurements and interphase mass transfer analysis / Saeid Dowlati, Aliyar Javadi, Reinhard Miller, Alireza Bahramian // Colloids and surfaces A: physicochemical and engineering aspects. – 2020. – V. 609. – P. 125711.
 32. Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models / Zeeshan Tariq, Mohamed Mahmoud, Hasan Al-Youssef, Mohammad Rasheed Khan // Petroleum. – 2020. – V. 6. – Iss. 1. – P. 35–42.
 33. Mohammad Ali Ahmadi, Zhangxing Chen. Comparison of machine learning methods for estimating permeability and porosity of oil reservoirs via petro-physical logs // Petroleum. – 2019. – V. 5. – Iss. 3. – P. 271–284.
 34. Mohamed A. Kassab, Ali Abbas, Ahmed Ghanima. Petrophysical evaluation of clastic Upper Safa Member using well logging and core data in the Obaiyed field in the Western Desert of Egypt // Egyptian Journal of Petroleum. – 2020. – V. 29. – Iss. 2. – P. 141–153.
 35. Source rock evaluation of shale intervals of the Kurra Chine Formation, Kurdistan Region-Iraq: an organic geochemical and basin modeling approach / Ayad N.F. Edilbi, Kamal Kolo, Nechirvan R. Muhammed, Salman R. Yasin, Wrya J. Mamaseni, Rivan Akramd // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. – V. 28. – Iss. 4. – P. 315–321.
 36. Mohamed A. Kassab, Andreas Weller. Anisotropy of permeability, P-wave velocity and electrical resistivity of Upper Cretaceous carbonate samples from Tushka Area, Western Desert, Egypt // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. – V. 28. – Iss. 2. – P. 189–196.
 37. Shedid A. Vertical-horizontal permeability correlations using coring data // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. – V. 28. – Iss. 1. – P. 97–101.

Поступила 18.11.2020 г.

Информация об авторах

Мартюшев Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Менгалиев А.Г., ведущий инженер группы внедрения и сопровождения интегрированной модели, ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»; аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276

PLANNING OF CYCLIC WATERING BASED ON ANISOTROPIC HYDRODYNAMIC MODEL OF THE CARBONATE DEPOSIT OF GAGARINSKOE FIELD

Dmitriy A. Martyushev¹,
martyushevdi@inbox.ru

Alexander G. Mengaliev^{1,2},
mengaliev.alexandr@gmail.com

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

² TPP Yamalneftegaz LLC LUKOIL-Western Siberia,
24, Matrosova street, Salekhard, 629008, Russia.

The relevance. Today, one of the urgent and the most important tasks in the oil industry is to increase the final oil recovery ratio. Much attention is now paid to the so-called hydrodynamic methods of increasing the oil recovery coefficient. One of the most simple, inexpensive, and frequently used hydrodynamic methods is cyclic flooding. A very important problem both from a scientific and a practical point of view is the possibility of using cyclic water flooding in complex reservoirs with low filtration and capacity properties, which most oil companies have begun to develop. At the moment, in order to evaluate the effectiveness of the technology, as well as to avoid undesirable consequences when applying it, hydrodynamic modeling is used. To solve this problem, an adapted geological and hydrodynamic model was used, taking into account the fracturing and the permeability anisotropy parameter of the Tournaisian-Famennian deposit of the Gagarinskoe field.

The main aim of the study is to assess the possibilities of implementing cyclic flooding based on a modified geological and hydrodynamic model that takes into account geomechanical effects.

Object: complex Tourneys-Famennian carbonates deposit of the Gagarinskoe field.

Methods: the Roxar Tempest hydrodynamic simulator version 8.3.1.

Results. The performed modeling of cyclic waterflooding in certain areas of the Gagarinskoe field deposits showed a decrease in water production, accompanied by an increase in oil production. It should also be noted that the transition from stationary to cyclic waterflooding did not have a positive effect on all reacting production wells (increase in oil production), this is mainly due to the presence of vertical permeability (permeability anisotropy parameter). It is also confirmed that the omission of the permeability anisotropy parameter and the presence of natural fracturing in geological and hydrodynamic models leads to an overestimation of the parameter of cumulative oil production.

Key words:

Fracturing, vertical permeability, additional oil production, water cut, half cycle, filtration flow.

REFERENCES

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. *Tsiklicheskie vozdeystvie na neodnorodnye neftyanye plasty* [Cyclic impact on heterogeneous oil reservoirs]. Moscow, Nedra Publ., 1988. 121 p.
2. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves, *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 241, no. 1, pp. 68–82. In Rus.
3. Denislamov I.Z., Gimaltdinov I.K., Denislamova A.I., Maksutov Z.A. Technical solutions for evaluating water cut of oil wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 9, pp. 60–69. In Rus.
4. Almukhametova E.M. Expansion experience application technology unsteady waterflooding using technology change the direction of filtration flow on an example of deposit Northern Buzachi. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 2, pp. 115–121. In Rus.
5. Maksimov V.M. Generalized law of multiphase filtration and new effects of surface phenomena at two-phase flows in a porous medium. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 1, pp. 86–91. In Rus.
6. Bozhenyuk N.N., Belkina V.A., Strekalov A.V. Geological model of the Vikulov deposits, taking into account the analysis of reservoir connectivity and data for horizontal wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2019, vol. 329, no. 4, pp. 30–44. In Rus.
7. Ermekov R.I., Korovin M.O., Merkulov V.P., Chernova O.S. The construction of an anisotropic hydrodynamic model and the study of the influence of permeability anisotropy on the example of modeling a block of a field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 86–93. In Rus.
8. Martyushev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, no. 3, pp. 313–318. In Rus.
9. Yermekov R.I., Merkulov V.P., Chernova O.S., Korovin M.O. Features of permeability anisotropy accounting in the hydrodynamic model. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, no. 3, pp. 299–304. In Rus.
10. Martyushev D.A., Zaitsev R.A. The influence of petrophysical parameters of reefogenic carbonate reservoirs of oil deposits of the Tournais-Famennian deposits of the Upper Prikamye on the productivity of producing wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 77–85. In Rus.
11. Chumakov G.N. Estimation of the probability of the effective use of cyclic fluid injection into the reservoir at the Perm Territory deposits. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*, 2014, vol. 13, no. 13, pp. 49–58. In Rus.
12. Chebotareva I.Ya. Seismic emission tomography – a tool for studying the fracturing and fluid dynamics of the earth's crust. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 238–245. In Rus.
13. Sayfutdinov M.A., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Sheshdirov R.I., Mironova L.M. Studies on the presence of a hydrodynamic connection between the terrigenous Bobrikovsky and carbonate Tournaisian objects on the basis of the geological and technological model of the field site. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 1, pp. 2–8. In Rus.

14. Gusev S.I. Petro-elastic modeling deliverables for the kharyaga permian carbonate deposits. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 62–68. In Rus.
15. Rastegaev R.A., Morozov V.V., Melnikov S.I., Idrisova S.A., Milchakov S.V. Conceptual geological modeling as the basis for the development of carbonate deposits on the example of a Middle East region deposit. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 168–171. In Rus.
16. Khrantsova A.V., Pakhomov S.I., Natchuk N.Y., Musikhin A.D., Semenova N.G. Facies models of the achimov formation of east-Urengoiskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 3, pp. 55–61. In Rus.
17. Xiaolong Peng, Fanhua Zeng, Zhongwei Du, Hao Yang. Experimental study on pressure control strategies for improving waterflooding potentials in a heavy oil-methane system. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, vol. 149, pp. 126–137.
18. Artun E., Ertekin T., Watson R., Miller B. Designing cyclic pressure pulsing in naturally fractured reservoirs using an inverse looking recurrent neural network. *Computers and Geosciences*, 2012, vol. 38, Iss. 1, pp. 68–79.
19. Henderson N., Pena L. Simulating effects of the permeability anisotropy on formation of viscous fingers during waterflood operations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 153, pp. 178–186.
20. Belonogov E.V., Korovin A.Y., Yakovlev A.A. Increase in intake capacity by dynamic operation of injection wells, *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 238, pp. 405–409. In Rus.
21. Kaijun Tong, Huiqing Liu, Yingchun Zhang, Jing Wang. Three-dimensional physical modeling of waterflooding in metamorphic fractured reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, vol. 42, Iss. 4, pp. 589–596.
22. Chenjun Huang, Geyun Liu, Kaibo Shi, Jinyin Yin, Jinrui Guo, Chongzhi Tao. Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: a mechanism study. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 2, pp. 124–130.
23. Huafeng Sun, Sandra Vega, Guo Tao. Analysis of heterogeneity and permeability anisotropy in carbonate rock samples using digital rock physics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 156, pp. 419–429.
24. Guerriero V., Mazzoli S., Iannace A., Vitale S., Strauss Ch. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, vol. 40, pp. 115–134.
25. Chenjun Huang, Geyun Liu, Yongsheng Ma, Xinqi Zhou, Linyan Zhang, Jinyin Yin, Jinrui Guo. Hydrocarbon migration in fracture-cave systems of carbonate reservoirs under tectonic stresses: A modeling study, *Petroleum Research*, 2019, vol. 4, Iss. 4, pp. 354–364.
26. Yuling Tan, Zhejun Pan, Jishan Liu, Fubao Zhou, Asadul Haque. Experimental study of impact of anisotropy and heterogeneity on gas flow in coal. Part II: Permeability. *Fuel*, 2018, vol. 230, pp. 397–409.
27. Feng Ren, Guowei Ma, Guoyang Fu, Ke Zhang. Investigation of the permeability anisotropy of 2D fractured rock masses. *Engineering geology*, 2015, vol. 196, pp. 171–182.
28. Xinmin Song, Yong Li. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, vol. 45, Iss. 4, pp. 723–734.
29. Minory Sato, Takato Takemura, Manabu Takahashi. Development of the permeability anisotropy of submarine sedimentary rocks under true triaxial stresses. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2018, vol. 108, pp. 118–127.
30. Longjun Dong, Qingchun Hu, Xiaojie Tong, Youfang Liu. Velocity-free MS/AE source location method for three-dimensional hole-containing structures. *Engineering*, 2020, vol. 6, Iss. 7, pp. 827–834.
31. Saeid Dowlati, Aliyar Javadi, Reinhard Miller, Alireza Bahramian. Characterization of reactive interfaces via coupled interfacial tension measurements and interphase mass transfer analysis. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2020, vol. 609, 125711.
32. Zeeshan Tariq, Mohamed Mahmoud, Hasan Al-Youssef, Mohammad Rasheed Khan. Carbonate rocks resistivity determination using dual and triple porosity conductivity models. *Petroleum*, 2020, vol. 6, Iss. 1, pp. 35–42.
33. Mohammad Ali Ahmadi, Zhangxing Chen. Comparison of machine learning methods for estimating permeability and porosity of oil reservoirs via petro-physical logs. *Petroleum*, 2019, vol. 5, Iss. 3, pp. 271–284.
34. Mohamed A. Kassab, Ali Abbas, Ahmed Ghanima. Petrophysical evaluation of clastic Upper Safa Member using well logging and core data in the Obayed field in the Western Desert of Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2020, vol. 29, Iss. 2, pp. 141–153.
35. Ayad N.F. Edilbi, Kamal Kolo, Nechirvan R. Muhammed, Salman R. Yasin, Wrya J. Mamaseni, Rivian Akramd. Source rock evaluation of shale intervals of the Kurra Chine Formation, Kurdistan Region-Iraq: an organic geochemical and basin modeling approach. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2019, vol. 28, Iss. 4, pp. 315–321.
36. Mohamed A. Kassab, Andreas Weller. Anisotropy of permeability, P-wave velocity and electrical resistivity of Upper Cretaceous carbonate samples from Tushka Area, Western Desert, Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2019, vol. 28, Iss. 2, pp. 189–196.
37. Shedid A. Shedid. Vertical-horizontal permeability correlations using coring data. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2019, vol. 28, Iss. 1, pp. 97–101.

Received: 18 November 2020.

Information about the authors

Dmitriy A. Martyushev, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Alexander G. Mengaliev, leading engineer of the Integrated Models Implementation and Maintenance Group, TPP Yamalneftegaz LLC LUKOIL-Western Siberia; postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.