УДК 622.276.6

Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости

Д.А.МАРТЮШЕВ

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Значительная доля разрабатываемых нефтяных активов, относящихся к карбонатным сложнопостроенным объектам, заметно возросла на территории России, в том числе и в Пермском крае. Достоверное знание параметров трещинно-порового типа коллектора позволяет уточнить действующие геолого-гидродинамические модели (ГГДМ), подобрать рациональную систему разработки, регулировать процессы разработки и обеспечить для данного пласта оптимальные геолого-технические мероприятия. При построении и адаптации ГГДМ нефтяных месторождений, особенно относящихся к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, важное значение имеет знание как горизонтальной, так и вертикальной проницаемости (параметра анизотропии). При создании ГГДМ карбонатных объектов месторождений Пермского края зачастую вертикальную проницаемость принимают равной нулю, хотя это далеко не так. Определение вертикальной проницаемости (параметра анизотропии), ее динамика при изменении пластового и забойного давлений и использование в ГГДМ является актуальной задачей, которая позволит повысить качество и достоверность использования цифровых моделей для расчета и прогнозирования процесса добычи нефти.

В статье описана методика определения анизотропии проницаемости по данным интерпретации гидродинамических исследований скважин. По предложенной методике определения параметра анизотропии обработаны результаты более 200 исследований, проведенных на добывающих и нагнетательных скважинах фаменской залежи Гагаринского месторождения. Для каждой литолого-фациальной зоны построена зависимость показателя анизотропии проницаемости от забойного давления. Для прогнозирования и оценки эффективности применяемых геолого-технических мероприятий и технологических показателей разработки автором модифицирована геолого-гидродинамическая модель с учетом полученных зависимостей об изменении параметра анизотропии.

С помощью модифицированной гидродинамической модели удалось значительно улучшить адаптацию как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Таким образом, повысилось качество и достоверность цифровой модели фаменской залежи Гагаринского месторождения для расчетов и прогнозирования процесса добычи нефти.

Ключевые слова: вертикальная проницаемость; горизонтальная проницаемость; параметр анизотропии проницаемости; сложнопостроенная карбонатная залежь; модифицированная геолого-гидродинамическая модель

Как цитировать эту статью: Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. 2020. Т. 243. С. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313

Введение. В Пермском крае значительно возросла доля разрабатываемых нефтяных активов, относящихся к карбонатным сложнопостроенным объектам. Карбонатные сложнопостроенные коллекторы характеризуются различными типами пустотности (поры, трещины, каверны), значительной неоднородностью, перетоками флюидов между типами пустот, а также различием между латеральной и вертикальной проницаемостью, данные факторы в значительной мере влияют на продуктивность и производительность добывающих скважин и в целом на коэффициент нефтеизвлечения [1, 11, 14, 16]. Достоверное знание параметров трещинно-порового типа коллектора позволяет уточнить действующие геолого-гидродинамических модели (ГГДМ), подобрать рациональную систему разработки, отрегулировать процессы разработки и обеспечить оптимальные геолого-технические мероприятия (ГТМ) для данного пласта [5, 10, 13].

При построении и адаптации ГГДМ нефтяных месторождений, особенно относящихся к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, важное значение имеет знание как горизонтальной, так и вертикальной проницаемости (параметра анизотропии) [10, 14]. При создании ГГДМ карбонатных объектов месторождений Пермского края зачастую вертикальную проницаемость принимают равной нулю, хотя это далеко не так (известно, что в пластах аргиллитов может быть развита трещиноватость, хотя по лабораторным исследованиям проницаемость практически равна нулю) [10]. Особое значение знание вертикальной проницаемости в условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора имеет при активной роли пластовых вод. Добыча нефти может быть высокой на протяжении некоторого периода времени, но затем снизится при появлении ко-

нуса подошвенной воды, который часто образуется при нерациональной выработке запасов и необоснованных технологических режимах добывающих скважин. Процесс образования конусов протекает намного интенсивнее в трещинных коллекторах, имеющих вертикальные трещины, так как именно они простираются далеко вниз, в подстилающие пласты, образуя пути для создания конусов воды [6, 15, 17]. Таким образом, определение вертикальной проницаемости (параметра анизотропии) и использование ее в ГГДМ является актуальной задачей, которая позволит повысить качество и достоверность использования цифровых моделей для расчета и прогнозирования процесса добычи нефти [3, 4, 8, 18].

Методы определения параметра анизотропии (вертикальной проницаемости). Параметр анизотропии проницаемости в карбонатных коллекторах может быть определен различными геофизическими, промысловыми и гидродинамическими исследованиями скважин и пластов (ГДИ) [7]. Изучение кернового материала и геофизические исследования не могут дать точных знаний об особенностях пласта в связи с особенностями самих исследований. Наиболее разработанными методами определения параметра анизотропии проницаемости являются методы гидропрослушивания и трассирование меченых веществ, однако они достаточно длительны и дорогостоящи. Метод трассирующих индикаторов может быть надежно реализован на поздней стадии разработки месторождения при интенсивном обводнении продукции. Особое внимание следует уделять интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (КВД/КВУ (кривая восстановления уровня)/КСД (кривая стабилизации давления) как наиболее распространенному методу контроля за разработкой месторождений, позволяющему решить огромный круг производственных и научных задач [7, 12].

Определение параметра анизотропии проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин. В статье [9] коллективом авторов изложена методика определения вертикальной проницаемости и параметра анизотропии проницаемости. Суть методики заключается в следующем: исходная кривая восстановления давления (КВД) перестраивается в координатах $P_{\text{заб}}(t) - \lg(t)$. Рассматривается конечная часть КВД – выделяется конечный участок и определяется уклон β . Так же КВД строится в координатах $P_{\text{заб}}(t) - 1/t^{0.5}$, на которой выделяется прямолинейный участок так, чтобы время, соответствующее его окончанию, было меньше, чем время, соответствующее началу прямолинейного участка в координатах $P_{\text{заб}}(t) - \lg(t)$, и определяется уклон участка σ . И далее, зная вскрытую (работающую) толщину $h_{\text{вс}}$, величины σ и β и координаты последней точки прямой, построенной в координатах $P_{\text{заб}}(t) - 1/t^{0.5}$, последовательно определяются: общая толщина пласта, вертикальная проницаемость (K_v), вертикальная пьезопроводность, горизонтальная проницаемость (K_r), и в конечном итоге – параметр анизотропии.

Актуальность и ценность данных расчетов очевидна, поскольку, с одной стороны, повышается информативность исследований скважин методом восстановления давления, с другой стороны, появляется возможность получить весьма ценную информацию об анизотропии пласта без затрат на проведение специальных исследований.

По данной методике обработаны результаты более 200 исследований, проведенных на добывающих и нагнетательных скважинах фаменской залежи Гагаринского месторождения. Карбонатная залежь нефти в фаменских отложениях Гагаринского месторождения характеризуется двойной пустотностью, и типичной можно считать геологическую модель формирования залежи с последовательной сменой следующих литолого-фациальных обстановок осадконакопления: склон рифа, нижний и верхний тыловые шлейфы, биогермное ядро [7]. Наибольшим емкостным пространством характеризуются отложения верхнего тылового шлейфа, относящиеся к центральной межрифовой части залежей. Фации нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и склона рифа приурочены к более низкорельефным участкам геологического разреза. При седиментации в них сносилось большее количество микритового материала, что снижало их емкостные характеристики. На ряде залежей в отдельную литолого-фациальную зону также дополнительно выделяются рифогенные образования, которые обычно характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Сложное строение резервуара, обусловленное условиями седиментации, привело к чередованию в разрезе и на площади коллекторов разной емкости для каждого стратиграфического диапазона [2, 7]. Для каждой литолого-фациальной зоны построена зависимость показателя анизотропии проницаемости от забойного давления (рис.1). Полученные зависимости могут быть использованы для прогнозирования параметра анизотро-

пии проницаемости в каждой литолого-фациальной зоне, что может повлиять на подбор оптимального технологического режима работы скважин и выбор геолого-технических мероприятий.

Для прогнозирования и оценки эффективности применяемых геолого-технических мероприятий и технологических показателей разработки автором статьи модифицирована ГГДМ с учетом полученных зависимостей об изменении параметра анизотропии проницаемости. Модифицированная ГГДМ по сравнению с базовой моделью, которая не учитывает показатель анизотропии, поможет достовернее и качественнее оценить технологические показатели разработки и режимы работы скважин после проведения ГТМ.

Совершенствование геолого-гидродинамической модели с учетом изменения показателя анизотропии. Существует множество способов учета трещиноватости в гидродинамических моделях. Наиболее трудоемкий, но при этом физичный, – создание модели двойной среды. Очевидным преимуществом использования такой ГГДМ является учет сложного строения пустотного пространства при многофазной фильтрации пластовых флюидов. Однако процесс построения модели и ее использования связан со значительными трудностями, такими как неоднозначность определения параметров трещинной среды и утяжеление модели с замедлением скорости расчетов в результате распределения фильтрационно-емкостных свойств между двумя пустотностями, а также перетоков между ними. Поэтому такие модели используются довольно редко. Другой способ основан на использовании в ГГДМ слоев с низкой пористостью и высокой проницаемостью, например в районе скважин. Применяют также несоседние соединения, при которых флюид практически мгновенно может перенестись от одной точки пласта до другой. Косвенно смоделировать фильтрацию в трещинно-поровом коллекторе можно с помощью кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Существуют методы учета изменения проницаемости коллектора в зависимости от динамики пластового давления. Подобный метод был выбран для учета трещинной составляющей пустотного пространства фаменской залежи Гагаринского месторождения, он дал удовлетворительные показатели при рациональных временных затратах на модификации. Моделирование производилось в гидродинамическом симуляторе Tempest версии 8.3.1 компании Roxar.

Предварительно вертикальная проницаемость численно настраивалась по результатам интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ). Далее происходил процесс модификации гидродинамической модели путем поиска множителей проницаемости в несколько этапов:

1. Преобразование полученной зависимости показателя анизотропии от отношения текущего забойного к начальному пластовому давлению в зависимость показателя анизотропии от текущего пластового давления. Зависимости будут иметь одинаковый вид.

2. В результате анализа проведенных гидродинамических исследований на неустановившихся режимах строится зависимость проницаемости от пластового давления. Проницаемость, получаемая при исследованиях, будет равна проницаемости по латерали $K_x = K_y$.

3. При достаточно маленьком шаге давления (например 5 бар) от атмосферного до пластового давления (выше можно уменьшать дискретность) получаются значения проницаемости по латерали.

4. Значение горизонтальной проницаемости подставляется в зависимость показателя анизотропии от текущего пластового давления. Получается распределение вертикальной проницаемости от пластового давления.

Принимается, что при начальном пластовом давлении проницаемости не изменены, а при изменении давления в ту или иную сторону увеличиваются либо уменьшаются. Поскольку рас-

Рис. 1. Зависимость показателя анизотропии от забойного давления для литолого-фациальных зон фаменской залежи Гагаринского месторождения

- 1 – фация биогермного ядра, $y = 34,719e^{-10,37x}$, $R^2 = 0,5255$;
2 – фация верхнего тылового шлейфа, $y = 0,0758x^{-2,32x}$, $R^2 = 0,6562$;
3 – фация нижнего тылового шлейфа, $y = 28,606e^{-11,11x}$, $R^2 = 0,6$

Рис.2. Зависимость множителей проницаемости от пластового давления для фации верхнего тылового шлейфа
1 – отношение множителей K_z/K_x ; 2 – K_z ; 3 – K_x

пределение проницаемости в зоне каждой скважины может значительно отличаться, для использования необходимы не сами значения проницаемостей, а их множители (при $P_{пл} = P_{пл.нач}$ множитель равен единице). Процесс модификации гидродинамической модели путем поиска множителей проницаемости представлены на рис.2.

Анализируя полученные графики, можно прийти к выводу, что при значительном снижении пластового давления роль вертикальной фильтрации выходит на первый план. Данная процедура была выполнена для каждой литолого-фациальной зоны рассматриваемого объ-

екта разработки. Таким образом, имеются зависимости изменения проницаемостей по латерали и вертикали для каждой зоны. В отличие от распространенного способа при помощи ключевого слова KVSP применение ключевых слов KVPX, KVPY и KVPZ дает возможность разнонаправленного распределения изменения проницаемости от давления, что и было сделано. Внешний вид модифицированной геолого-гидродинамической модели представлен на примере куба измененных регионов (рис.3).

При работе с модифицированной моделью получилось улучшить адаптацию как по добывающим (рис.4), так и по нагнетательным скважинам (рис.5).

Таким образом, проведенные расчеты с использованием модифицированной гидродинамической модели по скв.429 позволили воссоздать динамику забойного давления, настроить тренд пластового давления и значительно улучшить сходимость параметра обводненности. По скв.71 удалось добиться необходимой исторической репрессии, а также весь объем закачиваемой жидкости ушел в пласт. На исходной модели этого не получилось, и забойное давление находилось на полке в некоторые периоды времени (моделировался эффект авто-ГРП).

Рис.3. Внешний вид модифицированной геолого-гидродинамической модели фаменской залежи Гагаринского месторождения

Рис.4. Сравнение результатов адаптации по добывающей скв.429 на модифицированной и исходной модели:
а – дебиты; б – накопленная добыча и обводненность; в – закачка; г – давление

Рис.5. Сравнение результатов адаптации по нагнетательной скв.71 на модифицированной и исходной модели:
а – дебиты; б – накопленная добыча и обводненность; в – закачка; г – давление
Условные обозначения см. на рис.4.

Закключение. В данной статье рассмотрена актуальная проблема, направленная на определение параметра анизотропии проницаемости (вертикальной проницаемости) и учет его в действующих геолого-гидродинамических моделях (на примере фаменской залежи Гагаринского месторождения). Для каждой литолого-фациальной зоны фаменской залежи Гагаринского месторождения получена зависимость изменения параметра анизотропии проницаемости от забойного давления. Установлено, что значения показателя анизотропии в различных литолого-фациальных зонах изменяются в широком диапазоне. С помощью полученных зависимостей оценки парамет-

ра анизотропии проницаемости была модифицирована действующая геолого-гидродинамическая модель фаменской залежи Гагаринского месторождения. С помощью модифицированной гидродинамической модели удалось значительно улучшить адаптацию как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Таким образом, повысилось качество и достоверность цифровой модели фаменской залежи Гагаринского месторождения для расчетов и прогнозирования процесса добычи нефти.

С помощью описанной в статье методики возможно оценить изменение параметра анизотропии проницаемости и на других карбонатных объектах месторождений России и в дальнейшем модифицировать существующие геолого-гидродинамические модели.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абросимов А.А. Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей / А.А.Абросимов, Е.В.Шеляго, И.В.Язынина // Записки Горного института. 2018. Т. 233. С. 487-491. DOI: 10.31897/PMI.2018.5.487
2. Бегма Д.С. Литолого-фациальные особенности строения верхнеюрских отложений месторождения Т / Д.С.Бегма, В.А.Белкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 1. С. 109-122.
3. Боженюк Н.Н. Геологическая модель викуловских отложений с учетом анализа связности коллектора и данных по горизонтальным скважинам / Н.Н.Боженюк, В.А.Белкина, А.В.Стрекалов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 329. № 4. С. 30-44.
4. Галкин В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В.И.Галкин, И.Н.Пономарева, В.А.Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15. № 19. С. 145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
5. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин / Ю.А.Кашников, С.В.Гладышев, Р.К.Разяпов, А.А.Конторович, Н.Б.Красильникова // Нефтяное хозяйство. 2011. № 4. С. 104-107.
6. Кудряшова Д.А. Использование вероятно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов для водоизоляционных работ (на примере визейского объекта месторождения Пермского края) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 17. № 1. С. 26-36.
7. Мартюшев Д.А. Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин / Д.А.Мартюшев, Р.А.Зайцев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 11. С. 77-85. DOI: 10.18799/24131830/2019/11/2350
8. Методика гидродинамического моделирования сложнопостроенных карбонатных трещиноватых коллекторов на примере Манчаровского месторождения / А.И.Саяхутдинов, Н.Р.Кондратьева, Д.Ч.Галлямова, Э.В.Карачурина, Е.С.Булатова // Нефтяное хозяйство. 2014. № 2. С. 114-115.
9. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С.С.Черепанов, Д.А.Мартюшев, И.Н.Пономарева, Г.П.Хижняк // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 60-61.
10. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А.Репина, В.И.Галкин, С.В. Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268
11. Храмченков М.Г. Динамика развития трещин в нефтенасыщенных карбонатных пластах башкирского яруса Республики Татарстан / М.Г.Храмченков, Э.А.Королев // Нефтяное хозяйство. 2017. № 4. С. 54-57.
12. Цазан-Манджиев Т.Н. Повышение достоверности определения вертикальной проницаемости пласта по данным гидродинамических исследований // Газовая промышленность. 2012. № 5. С. 19-23.
13. Черепанов С.С. Возможности учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов / С.С.Черепанов, Г.Н.Чумаков, С.В.Галкин // Нефтепромысловое дело. 2016. № 8. С. 5-8.
14. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs / V.Guerriero, S.Mazzoli, A.Iannace, S.Vitale, C.Strauss // Marine and petroleum geology. 2013. Vol. 40. P. 115-134. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.11.002
15. Litvinenko V. Advancement of geomechanics and geodynamics at the mineral ore mining and underground space development. Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses. International European Rock Mechanics Symposium. EUROCK 2018. Saint Petersburg, Russian Federation, 22 May 2018. Taylor and Francis Group, London, UK, 2018. Vol.1, p.3-16.
16. Menezes F.F. Anisotropy of volume change and permeability evolution of hard sandstones under triaxial stress conditions // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 174. P. 921-939. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.079
17. Noïrot M. On the use of Wireline Formation testing (WFT) data: 2. Consequences of permeability anisotropy and heterogeneity on the WFT responses inferred flow modeling / M.Noïrot, G.Massonnat, H.Jourde // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 133. P. 776-784. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.08.055
18. Zhang W. Permeability anisotropy and gas slippage of shales from the Sichuan Basin in South China / W.Zhang, Q.Wang // International Journal of Coal Geology. 2018. Vol. 194. P. 22-32. DOI: 10.1016/j.coal.2018.05.004

Автор Д.А.Мартюшев, канд. техн. наук, доцент, martyushevda@inbox.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Статья поступила в редакцию 17.09.2019.

Статья принята к публикации 27.12.2019.