

Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии

К.В. Казаков

инженер 1 категории¹, аспирант²
kazakov_kv@bk.ru

К.А. Бравичев

к.т.н., доцент, заместитель заведующего
кафедрой по научной работе²
bravicheva_t_b@mail.ru

А.Н. Лесной

начальник отдела¹
aleksandr.Lesnoi@lukoil.com

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

²РГУ Нефти и Газы им. И.М. Губкина,
Москва, Россия

В статье на основе результатов численных экспериментов на композиционной гидродинамической модели приводится оценка эффективности закачки воды, газа, совместного и чередующегося водогазового воздействия в зависимости от значений основных фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, их распределения по пласту, а также от геометрии пласта.

Материалы и методы

На основе обобщения данных керновых исследований и исследования глубинных проб нефти ачимовских отложений Западной Сибири была создана композиционная гидродинамическая модель для проведения численных экспериментов. Параметры этой модели и их распределение между зонами отбора и закачки варьировались, и для этих условий оценивалась эффективность закачки газа, воды и ВГВ.

Ключевые слова

водогазовое воздействие, закачка газа, повышение нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование, расстановка скважин, ачимовские отложения

Водогазовое воздействие (ВГВ) предполагает совместную или раздельную закачку газа и воды в пласт, как правило, через одну нагнетательную скважину. Мировой опыт промышленной реализации ВГВ в большинстве случаев характеризуется увеличением КИН по сравнению с заводнением [1]. Кроме этого, при реализации ВГВ для закачки в пласт можно использовать попутный нефтяной газ, и таким образом повысить степень его утилизации.

Анализ выборки результатов лабораторных исследований ВГВ на кернах (при несмешивающемся вытеснении) показывает однозначную эффективность ВГВ по сравнению с закачкой только воды или только газа. Прирост коэффициента вытеснения при ВГВ составляет в среднем 0.15 д.ед. или 29% по сравнению с заводнением и в среднем практически одинаковый для совместной и чередующейся закачки.

Однако при применении любых газовых МУН основной проблемой является обеспечение высоких значений коэффициента охвата. Вязкость газа существенно ниже, чем вязкости нефти и воды, что может приводить к нестабильности фронта вытеснения и резким прорывам газа в добывающие скважины по высокопроницаемым участкам пласта. Плотность газа в пластовых условиях может быть в несколько раз ниже плотностей нефти и воды, что приводит к концентрации газовой фракции в кровле пласта и снижению охвата по толщине. Закачка оторочек воды между оторочками газа снижает подвижность газа и способствует повышению коэффициента охвата пласта газом. Кроме того, при ВГВ возможно повышение коэффициента охвата водой за счёт опережающего внедрения газа в высокопроницаемые прослои с последующим образованием в них остаточной газонасыщенности при закачке воды, за счёт чего происходит выравнивание профиля приёмистости.

В зависимости от распределения пористости, проницаемости, насыщенности, толщины, расчленённости, угла наклона и других параметров пласта, продвижение закачиваемых воды и газа по нему может происходить по-разному, соответственно, различным будет и коэффициент охвата и КИН при ВГВ. Часто ресурсы газа, пригодного для закачки в пласт, являются ограниченными и не позволяют осуществлять ВГВ на всей площади объекта разработки. Исходя из этого, необходимо иметь критерии, позволяющие определить участки, на которых внедрение ВГВ будет иметь наибольшую эффективность. Таким образом, при проектировании ВГВ одной из основных задач является определение первоочередных участков для внедрения технологии и выбор

наиболее оптимального направления продвижения фронта закачиваемых агентов, что позволило бы обеспечить наибольшую эффективность технологии ВГВ.

Целью настоящей работы является исследование влияния основных свойств пласта и их распределения по площади от зоны закачки к зоне отбора на эффективность закачки воды, газа и водогазового воздействия (совместного и чередующегося) применительно к условиям ачимовских отложений Западной Сибири. Способом исследования является численное гидрогазодинамическое моделирование.

План эксперимента

Первая задача состояла в том, чтобы установить, как влияет на эффективность совместного и чередующегося ВГВ, заводнения и закачки газа расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами (плотность сетки скважин), эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, вертикальная сообщаемость (характеризуется соотношением вертикальной и горизонтальной проницаемостей) и угол падения пласта. Вторая задача состояла в том, чтобы определить, как влияет на эффективность рассмотренных технологий изменение от зоны закачки к зоне отбора таких параметров пласта, как проницаемость, начальная нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщенная толщина и сообщаемость пласта.

Вариация среднего значения проницаемости и начальной нефтенасыщенности в работе не исследуется, т.к. эти параметры в первую очередь влияют на коэффициент вытеснения, а не охвата, и оценку их влияния на эффективность различных технологий воздействия целесообразнее оценивать на керновых моделях.

Все расчёты проводились для элемента симметрии пятиточечной системы разработки, включающего «одну четверть» добывающей и «одну четверть» нагнетательной скважины. Были созданы следующие гидродинамические модели:

Модель 0 — базовая модель, имеющая одинаковые значения всех параметров во всех ячейках (таб. 1). Размер модели — 500х500 м (расстояние между скважинами — 707 м, плотность сетки скважин — 25 га/скв).

Модель 1 — проницаемость в межскважинном пространстве линейно возрастает от 0,005 до 0,055 мкм², кроме того, меняются параметры, связанные с проницаемостью, а именно пористость и концевые точки ОФП (в остальном идентична модели 0).

Модель 2 — начальная нефтенасыщенность в межскважинном пространстве линейно возрастает от 0,4 до 0,6 д.ед., кроме

того, меняется связанное с начальной нефтенасыщенностью значение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой и газом (в остальном идентична модели 0). Значение насыщенности связанной воды при этом не меняется, заданное распределение начальной нефтенасыщенности уравнивается поправками к кривой капиллярного давления, вычисляемыми симулятором.

Модель 3 — толщина пласта в межскважинном пространстве линейно возрастает от 4 до 12 м (в остальном идентична модели 0).

Модель 4 — угол наклона пласта составляет 5° (в остальном идентична модели 0).

Модель 5 — соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей пласта в межскважинном пространстве линейно возрастает от 0 до 0,2 (в остальном идентична модели 0).

Модели 6a и 6b — расстояние между скважинами составляет 566 и 849 м, а плотность сетки — 16 и 36 га/скв соответственно (в остальном идентичны модели 0).

Модели 7a и 7b — эффективная нефтенасыщенная толщина моделей постоянна и составляет 4 и 12 м соответственно (в остальном идентичны модели 0).

Модели 8a и 8b — соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей постоянно и составляет 0 и 0,2 соответственно (в остальном идентичны модели 0).

В моделях 1–5 рассматривалось два варианта размещения скважин, чтобы оценить эффективность продвижения фронта вытеснения в направлении увеличения изменяющегося параметра пласта и в направлении его уменьшения. Вид моделей 1–5 показан на рис. 1 (масштаб оси z в 5 раз выше, чем по осям x и y). Для каждой модели рассмотрена показанная на рис. 1 схема расположения добывающих и нагнетательных скважин, а также схема, при которой они меняются местами.

Для каждой модели рассмотрено 4 технологии воздействия: заводнение, закачка газа, чередующееся и совместное ВГВ. При чередующемся ВГВ предполагалась попеременная закачка оторочек газа и воды, объем которых составлял 10% от объема начальных запасов нефти элемента воздействия в пластовых условиях. При совместном ВГВ предполагалась закачка водогазовой смеси с соотношением расходов воды и газа в пластовых условиях 1:1. Для закачки используется 100% метан.

Нагнетательная скважина вводится без отработки одновременно с добывающей. Целевая компенсация отбора закачкой рассчитывается на каждом временном шаге таким образом, чтобы среднее пластовое давление поддерживалось на уровне начального. Добывающая скважина работает при постоянном забойном давлении 15 МПа. Забойное давление нагнетательной скважины имеет ограничение сверху 45 МПа. Добывающая скважина отключается, и расчет автоматически останавливается симулятором при объемной обводненности более 98% или газонефтяном факторе более 10000 м³/м³.

Особенности гидродинамического моделирования

Флюидальная модель

Вытеснение нефти газом для рассматриваемых условий происходило в режиме ограниченной растворимости газа в нефти.

Параметр	Ед. изм.	Значение
Глубина кровли пласта	м	3000
Угол наклона пласта	—	0°
Пористость	д.ед.	0,18
Начальная нефтенасыщенность	д.ед.	0,5
Проницаемость	мД	30
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8
Доля коллектора	д.ед.	1
Коэффициент расчленённости	безр.	1
Начальное пластовое давление	МПа	25,5
Давление насыщения	МПа	11,1
Газосодержание нефти	м ³ /м ³	76,4
Вязкость нефти	мПа*с	0,703
Вязкость воды	мПа*с	0,35
Плотность воды в пластовых условиях	кг/м ³	990
Плотность воды в поверхностных условиях	кг/м ³	1010
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	761
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	850
Плотность закачиваемого газа в пластовых условиях	кг/м ³	144
Коэффициент вытеснения нефти водой	д.ед.	0,483
Коэффициент вытеснения нефти газом	д.ед.	0,518
Коэффициент вытеснения нефти ВГВ	д.ед.	0,660

Таб. 1 — Геолого-физическая характеристика расчётного элемента (базовая модель)

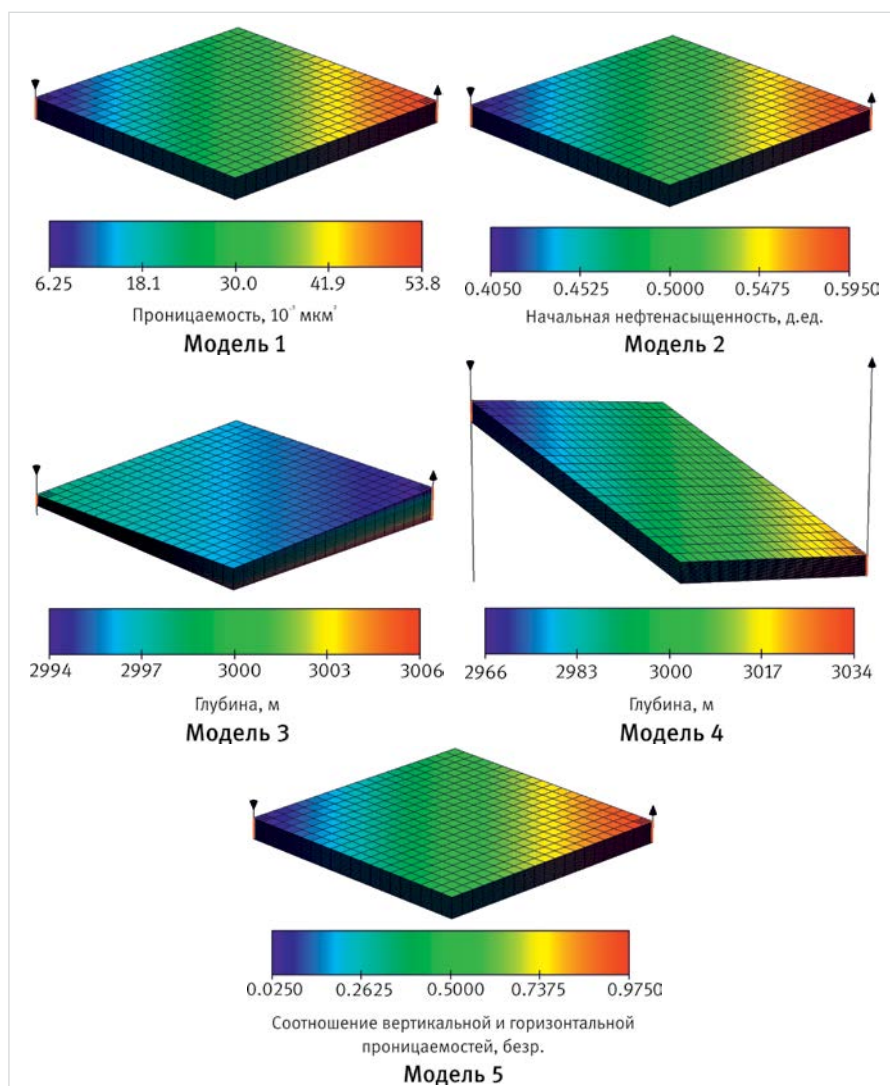


Рис. 1 — Вид гидродинамических моделей 1–5

Для корректного учёта массообменных процессов при гидродинамическом моделировании использовалась композиционная модель, адаптированная на результаты исследований глубинных проб нефти. После адаптации модель воспроизводила полученные в эксперименте значения плотности, объёмного коэффициента, газового фактора, вязкости нефти и вязкости газа с точностью $\pm 5\%$. Для достижения приемлемой скорости вычислений при гидродинамических расчётах количество компонентов было уменьшено до 6 ($N_2 + C_1$, $CO_2 + C_2$, $C_3 - 4$, $C_5 - 7$, $C_8 - 12$, C_{13+}) путём их группирования и осреднения свойств.

Модель трёхфазной фильтрации

Симулятор не позволяет напрямую задать значения коэффициентов вытеснения при ВГВ. Для решения этой задачи была создана гидродинамическая модель в масштабе ядра, параметры которой настраивались в ходе воспроизведения ядерных исследований по вытеснению нефти при закачке воды, газа и ВГВ. При этом учитывалась закономерность, полученная в работе [2]. Адаптация осуществлялась для базовых значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (таб. 1). Для других значений этих параметров остаточная нефтенасыщенность при ВГВ пересчитывались

симулятором с учётом изменения концевых точек относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и их масштабирования (с использованием модели Stone I). Коэффициент вытеснения нефти газом был получен по корреляции из [3] в зависимости от пористости и плотностей нефти и газа. Коэффициент вытеснения нефти при ВГВ был получен по результатам экспериментов на ядрах пластов с близкими геолого-физическими характеристиками.

Гидродинамическая модель учитывала изменение ОФП между нефтью и газом в зависимости от поверхностного натяжения между ними. Также учитывался гистерезис ОФП газа для воспроизведения появления остаточной газонасыщенности при пропиге водой газонасыщенной области [4].

Учёт петрофизических зависимостей

Для реального пласта значения пористости и проницаемости взаимосвязаны между собой, кроме этого, от пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности пласта зависят коэффициенты вытеснения и концевые точки ОФП и капиллярных давлений. Соответственно, вариация, например, проницаемости модели пласта должна сопровождаться изменением всех других параметров ячеек модели, корреляционно связанных с проницаемостью.

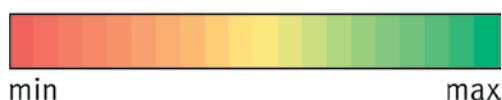
Эти особенности учитывались в гидродинамической модели с применением петрофизических зависимостей, полученных по результатам обобщения исследований ядра ачимовских отложений. Были использованы следующие зависимости: проницаемость — эффективная пористость, насыщенность связанной воды — проницаемость, коэффициент вытеснения нефти водой — начальная нефтенасыщенность. В качестве исходных свойств ячеек использовалась проницаемость и начальная нефтенасыщенность, а пористость и концевые точки ОФП рассчитывались на их основе. Кроме того, капиллярное давление в системе нефть-вода корректировалось в зависимости от пористости и проницаемости с использованием функции Леверетта [5, 6].

Результаты расчётов

Достигнутые значения конечного КИН приводятся в таб. 2 (для наглядности используется цветовая дифференциация диапазонов значений). Относительное изменение КИН выражает относительный прирост КИН при движении фронта вытеснения в направлении возрастания изменяющегося (для данной модели) параметра по отношению к варианту, в котором фронт вытеснения движется в обратном направлении (для моделей 1–5). Для моделей 6–8 относительный

№ модели	Описание модели (стрелка — направление вытеснения)		КИН, д.ед.				Относительное изменение КИН, %				Абс. изменение КИН при увеличении параметра П на единицу: $\Delta KIN / \Delta P \cdot 100\%$			
			Зав.	ЗГ	чВГВ	сВГВ	Зав.	ЗГ	чВГВ	сВГВ	Зав.	ЗГ	чВГВ	сВГВ
0	Базовая		0.465	0.454	0.508	0.528	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Низкий $K_{пр}$ ($5 \cdot 10^{-3}$ мкм ²)	→	0.469	0.497	0.532	0.527	1.9	4.2	3.4	3.7	0.007	0.085	0.047	-0.002
		←	0.460	0.477	0.515	0.508								
2	Низкая $S_{н.нач}$ (40%)	→	0.497	0.478	0.546	0.565	0.5	2.6	2.4	3.6	0.159	0.119	0.187	0.184
		←	0.494	0.466	0.533	0.546								
3	Низкая $h_{н.эфф}$ (4 м)	→	0.469	0.459	0.506	0.513	1.0	4.7	-0.6	-1.1	0.048	0.063	-0.031	-0.190
		←	0.464	0.439	0.509	0.519								
4	Вытеснение сверху вниз (угол наклона пласта -5°)		0.464	0.479	0.515	0.530	-0.6	10.3	1.8	0.1	-0.027	0.498	0.138	0.024
	Вытеснение снизу вверх (угол наклона пласта +5°)		0.466	0.434	0.506	0.529								
5	Низкая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}=0$)	→	0.476	0.476	0.528	0.555	2.4	7.5	4.7	8.5	11.3	22.0	19.4	26.6
		←	0.465	0.443	0.504	0.512								
6a	Плотность сетки 16 га/скв.		0.465	0.472	0.518	0.547	0.3	7.4	3.1	5.9	0.007	0.164	0.077	0.153
6b	Плотность сетки 36 га/скв.		0.464	0.440	0.503	0.516								
7a	Низкая $h_{н.эфф}$ (4 м)		0.464	0.443	0.508	0.508	-0.4	-4.7	-0.1	-6.5	-0.023	-0.274	-0.003	-0.443
7b	Высокая $h_{н.эфф}$ (12 м)		0.466	0.465	0.509	0.543								
8a	Низкая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}=0$)		0.466	0.461	0.597	0.605	0.7	6.4	19.4	19.3	1.530	13.89	48.5	49.0
8b	Высокая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}=0.2$)		0.463	0.433	0.500	0.507								

Шкала значений



Таб. 2 — Конечный КИН по рассмотренным технологиям воздействия для каждой модели
 $K_{пр}$ — коэффициент проницаемости, $S_{н.нач}$ — начальная нефтенасыщенность, $h_{н.эфф}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, $K_{верт}$ — проницаемость пласта перпендикулярно напластованию, $K_{гор}$ — проницаемость пласта вдоль напластования, параметр П — параметр, меняющийся в данной модели

прирост КИН выражает прирост КИН моделей с индексом «а» по отношению к моделям с индексом «б».

Поскольку расчётные модели не имеют слоистой неоднородности, прерывистости, и разрабатываются регулярной сеткой скважин, то для заводнения коэффициент охвата близок к единице (остаточные подвижные запасы нефти находятся в межскважинном пространстве и в области вблизи добывающей скважины, в которой их наличие обусловлено отключением скважины при обводнённости 98%, а не 100%).

Проницаемость. При закачке воды, газа и ВГВ наибольший КИН будет достигнут, если добывающие и нагнетательные скважины разместить так, чтобы фронт вытеснения двигался в направлении возрастания проницаемости. При закачке газа в направлении убывания проницаемости, доля объёма пласта, не охваченная закачкой (выражаемая отношением объёма пор ячеек, в которых газонасыщенность оставалась нулевой в течение всего расчёта, к поровому объёму всех ячеек модели), составила 27%. При закачке газа в обратном направлении доля не охваченного газом объёма пласта снижается до 15% (не охваченные газом участки пласта в обоих случаях находятся в нижней его части). Это обусловлено тем, что, согласно анализу линий тока, наиболее интенсивно всплытие газа к кровле пласта происходит вблизи зоны закачки, где насыщенность и подвижность газа наибольшая, и он насыщает пласт практически по всей его толщине. Соответственно, снижение проницаемости в зоне закачки по сравнению с зоной отбора снижает интенсивность гравитационной сегрегации газа, за счёт чего и достигается более высокий коэффициент охвата и КИН.

Начальная нефтенасыщенность. Для любой из рассмотренных технологий воздействия более высокий КИН достигается при движении фронта вытеснения в направлении из зоны пониженной начальной нефтенасыщенности в зону повышенной. Для заводнения это играет менее

существенную роль (относительное изменение КИН — 0,5%), но для закачки газа и ВГВ это значимо (относительное изменение КИН — от 2,4 до 3,6%). Более низкое значение начальной нефтенасыщенности и, соответственно, более высокое значение начальной водонасыщенности в зоне размещения нагнетательной скважины при закачке газа приводит к тому, что в этой зоне имеет место не преимущественно двухфазная (нефть+газ), а трёхфазная (нефть+вода+газ) фильтрация и, соответственно, более высокие фильтрационные сопротивления, которые будут снижаться к зоне отбора. За счёт этого охват газом нижней части пласта увеличивается (по тем же причинам, что и в модели 1). Пониженное значение нефтенасыщенности пласта в зоне отбора будет приводить к тому, что дебит по нефти будет ниже по отношению к дебитам газа и воды, и предельный газонефтяной фактор и обводнённость будут достигаться раньше.

Эффективная нефтенасыщенная толщина. Ожидалось, что ВГВ и закачка газа будут иметь большую эффективность в тонких пластах, т.к. гравитационная сегрегация будет менее выражена и охват по толщине будет выше. Однако результаты расчётов показали, что чем выше средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, тем выше КИН по всем рассмотренным технологиям воздействия. И нефть, и газ являются несмачивающими фазами, капиллярные давления между ними очень низки и переходная зона практически отсутствует. Пласт в нагнетательной скважине перфорирован по всей толщине и, соответственно, газ закачивается в пласт по всей толщине практически равномерно. Прежде, чем газ, закачанный в нижнюю часть пласта, поднимется к кровле пласта, ему необходимо пройти путь по всей толщине пласта, и чем больше толщина пласта, тем медленнее будет происходить этот процесс, и тем выше будет коэффициент охвата (при одинаковом расстоянии между зонами отбора и закачки) — рис. 2 (масштаб по оси z в 20 раз крупнее, чем по осям x и y).

Если толщина пласта различается по площади, то наибольший КИН при заводнении и закачке газа будет достигнут при движении фронта вытеснения в направлении увеличения толщины пласта. Это обусловлено тем, что когда добывающая скважина расположена на участке пласта с пониженной толщиной, характеризующегося пониженной продуктивностью, увеличивается срок разработки (для закачки газа — в 2,5 раза). При большем сроке разработки фронт закачиваемого агента будет двигаться медленнее, но гравитационная сегрегация закачиваемого агента будет проходить с неизменной скоростью, т.к. она не зависит от перепада давления между зонами закачки и отбора, а зависит только от разности плотностей флюидов. Следовательно, увеличение срока разработки ведет к более выраженной гравитационной сегрегации закачиваемого газа у кровли, а закачиваемой воды — у подошвы пласта, что снижает коэффициент охвата пласта по толщине.

При ВГВ более высокий (на 0,6–1,1%) КИН достигается при движении фронта вытеснения в направлении снижения толщины пласта. Это обусловлено следующим. Снижение эффективности ВГВ связано с вертикальным разделением закачиваемых воды и газа, но снижение толщины вдоль фронта вытеснения приводит к тому, что, во-первых, в зоне, где гравитационная сегрегация наиболее интенсивна (вблизи нагнетательной скважины), воде для опускания и газу для всплытия необходимо пройти наибольший путь по вертикали, во-вторых, снижение толщины вдоль фронта вытеснения способствует повторному сближению закачиваемых воды и газа.

Угол наклона пласта. Т.к. плотность газа меньше плотности нефти, то закачка газа показала большую эффективность при наклоне пласта вниз от зоны закачки к зоне отбора. Плотность воды выше плотности нефти, и заводнение оказалось эффективнее, когда нагнетательная скважина располагалась ниже добывающей, хотя для данных условий изменение эффективности заводнения в зависимости от угла наклона пласта существенно ниже, чем для закачки газа. Совместное и чередующееся ВГВ при соотношении воды и газа 1:1 целесообразно осуществлять сверху вниз. Стоит отметить, что для разного угла наклона пласта может быть разное оптимальное соотношение воды и газа при ВГВ.

Вертикальная сообщаемость пласта. Заводнение, закачка газа и ВГВ наиболее эффективны при движении фронта вытеснения из зоны с низкой вертикальной сообщаемостью в зону с высокой.

Высокое среднее значение вертикальной сообщаемости пласта в целом неблагоприятно сказывается на коэффициенте охвата при рассмотренных видах воздействия на пласт. Для закачки воды это менее существенно, для ВГВ — более существенно.

Плотность сетки скважин. Чем дальше друг от друга расположены добывающая и нагнетательная скважины, тем дольше будет двигаться фронт вытеснения, тем раньше произойдет гравитационная сегрегация флюидов, и тем ниже будет коэффициент охвата. В наиболее существенной степени это выражено для закачки газа и ВГВ, в то время

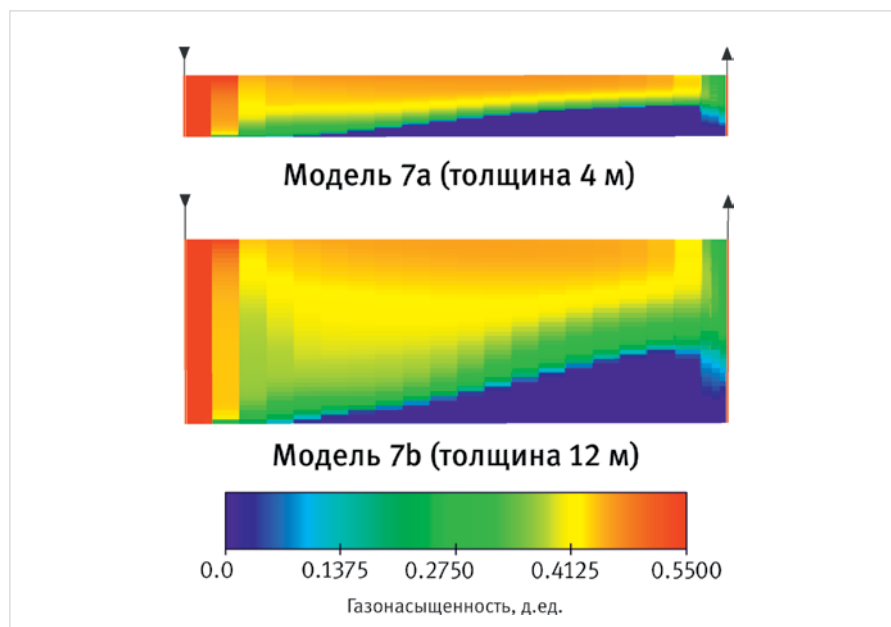


Рис. 2 — Распределение газонасыщенности при закачке газа на конец разработки (вертикальный разрез по линии между добывающей и нагнетательной скважинами)

как для заводнения этот эффект минимален, т.к. гравитационная сегрегация воды сдерживается капиллярным давлением.

Итоги

При водогазовом воздействии добывающие и нагнетательные скважины для максимизации нефтеотдачи необходимо размещать таким образом, чтобы движение фронта вытеснения происходило в направлении увеличения вертикальной сообщаемости пласта, увеличения проницаемости, увеличения начальной нефтенасыщенности пласта, снижения эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и сверху вниз. Водогазовое воздействие и закачка газа при прочих равных условиях более эффективны в пластах с более низкой вертикальной сообщаемостью, с более высокой средней эффективной нефтенасыщенной толщиной и с меньшим

расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами.

Выводы

По результатам работы были сформированы критерии для выбора наиболее перспективных участков пласта для закачки воды, газа и водогазового воздействия с учётом основных характеристик пласта и их изменения вдоль фронта вытеснения, а также дана количественная оценка влияния рассмотренных параметров пласта на КИН.

Список используемой литературы

1. Christensen J. R., Stenby E. H., Skauge A. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, Vol. 4, issue 2, 2001, pp. 97–106.
2. Телков В.П. Определение оптимальных условий и области применения

водогазового воздействия на пласт с целью увеличения КИН и утилизации ПНГ // Нефтепромысловое дело. 2008. №11. С. 57–59.

3. Артюхович В. К. Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением // Нефтяное хозяйство. 2004. №4. С. 54–55
4. Carlson F.M. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 1981, 4–7 October.
5. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2004. 416 с.
6. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Search of optimal conditions for placement of injection wells for gas injection and WAG

UDC 622.276

Authors:

Kirill V. Kazakov — first class engineer¹, post graduate²; kazakov_kv@bk.ru

Kirill A. Bravichev — Ph.D., associate professor, deputy head of department for research²; bravicheva_t_b@mail.ru

Aleksandr N. Lesnoi — head of department¹; aleksandr.Lesnoi@lukoil.com

¹LLC 'LUKOIL-Engineering', Moscow, Russian Federation

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper contains evaluation of effectiveness of water flooding, gas injection, alternating injection and simultaneously water and gas injection depending on values of the basic filtration-capacitive properties of the reservoir, their distribution on the reservoir and geometry of the reservoir. The evaluation of effectiveness of these technologies is based on numerical composite simulation.

Materials and methods

Compositional simulation model for carrying out numerical experiments was created on the basis of summarizing the data of core study and study of oil samples of Achimov deposits of Western Siberia. Properties of

the model and their distribution between the areas of injection and production varied and for these conditions the effectiveness of injection of water, gas and WAG was estimated.

Results

Production and injection wells for WAG for maximization of Oil Recovery must be placement so that the movement of water and gas will processing in the direction of increasing of vertical connectivity, permeability, initial oil saturation and decreasing of thickness and from top to bottom. WAG and gas injection, ceteris paribus, will be more effective in reservoirs with lower vertical connectivity, with a higher average effective thickness and

with less distance between production and injection wells.

Conclusions

Criteria for selection of the most promising areas of the reservoir for water injection, gas injection and WAG in view of the main properties of the reservoir and their change along the front of displacement. Also the numerical evaluation of impact of the considered parameters of reservoir to oil recovery is given.

Keywords

WAG, gas injection, enhanced oil recovery, numerical simulation, placement of wells, Achimov deposits

References

1. Christensen J. R., Stenby E. H., Skauge A. Review of WAG field experience. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, Vol. 4, issue 2, 2001, pp. 97–106.
2. Телков В.П. *Определение оптимальных условий и области применения водогазового воздействия на пласт с целью увеличения КИН и утилизации ПНГ* [Stipulation of optimum conditions and range of application the WAG to increase of oil recovery index and APG utilization]. *Neftpromyslovoye delo*, 2008, issue 11, pp. 57–59.
3. Артюхович В. К. *Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением* [Computation of oil displacement efficiency from porous medium with compressed hydrocarbon gas]. *Oil industry*, 2004, issue 4, pp. 54–55.
4. Carlson F.M. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. *SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, 1981, 4–7 October.
5. Азиз Х., Сеттари Э. *Математическое моделирование пластовых систем* [Mathematical modeling of reservoir systems]. Москва-Ижевск: *Институт компьютерных технологий*, 2004, 416 p.
6. Гиматулинов Ш. К. *Физика нефтяного и газового пласта* [Physics of the oil and gas reservoir]. Moscow: *Nedra*, 1971, 312 p.