DOI: 10.17117/na.2016.01.01.472

<http://ucom.ru/doc/na.2016.01.01.472.pdf>

Поступила (Received): 19.01.2016

Поднебесных А.В. Совершенствование технологий разработки залежей, осложненных процессами карбонатизации

Podnebesnykh A.V. Technological improvement in development of deposits of complicated processes of carbonization

Определены основные факторы, влияющие на интенсивность карбонатной минерализации; построены или уточнены седиментологические модели месторождений нефти и газа, где наиболее ярко выражена карбонатная минерализация. Показаны закономерности их площадного распространения; выявлены особенности процесса вытеснения нефти на залежах, осложнённых процессами карбонатизации, определены критерии повышения эффективности заводнения; рассмотрены варианты различного воздействия на залежи с наличием карбонатной минерализации. Предложены наиболее эффективные технологии повышения коэффициента извлечения нефти; показаны наиболее совершенные системы разработки залежей такого типа

Ключевые слова: карбонатизация, разработка месторождений, коэффициент извлечения нефти, системы разработки

The main factors having an impact on carbonization rate of productive strata were defined; sedimentological modeling and updating for oil and gas fields which have pronounced carbonization alteration. Pattern of lateral extension were featured; features of oil displacement in fields with sedimentological modeling and updating for oil and gas fields which have pronounced carbonization alteration were identified, the factors of raising of pattern efficiency were determined; the variants of effect on fields with carbonization alteration were viewed. Technologies for oil recovery factors rising were proposed; advanced development systems for fields with carbonization alteration were showed

Key words: carbonization, field development, oil recovery factor, systems of development

Поднебесных Александр Владимирович

Кандидат геолого-минералогических наук, главный инженер

НТЦ ОЙЛТИМ

г. Сочи, Курортный проспект, 92/5

Podnebesnykh Aleksander Vladimirovich

Candidate of Geology and Mineralogy Sciences, Chief Engineer

STC Oilteam

Sochi, Kurortniy Avenue, 92/5

Введение

На данный момент геологические объекты, затронутые вторичными процессами карбонатизации, достаточно слабо изучены как в геологическом, так и в технологическом плане. Одним из вариантов решения проблем изучения таких объектов представляется увеличение объемов геологоразведочных работ, проводимых на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. К технологическим мероприятиям можно отнести повышение степени использо-

вания уже пробуренного фонда скважин. Однако главную роль в повышении эффективности извлечения нефти из недр приобретают методы совершенствования технологий разработки.

Карбонатизация

Ряд исследователей [1, с. 65; 8, с. 60] утверждает, что состав карбонатов в породах-коллекторах осадочного чехла Западно-Сибирской плиты меняется в зависимости от степени удаленности от пород фундамента. В юрских отложениях доминирует сидерит, анкерит и доломит, а кальцит находится в подчиненном положении. Для меловых отложений Западно-Сибирской плиты уже доломит и сидерит находятся в подчиненном положении, а доминирует кальцит.

Описанная зональность подтверждается исследованиями, проведенными на керне *Новопортовского и Чатылькинских месторождений*, где объектом изучения были отложения юрского комплекса, а отложения мелового комплекса изучались на керне *Новогоднего и Восточно-Мессояхского месторождений*.

Новопортовское месторождение находится в ЯНАО в пределах Новопортовского локального поднятия, занимающего большую часть Южно-Ямальского мезовала – структуры второго порядка, которая, в свою очередь, подчинена Зауральской мегамоноклизе. Чатылькинское месторождение расположено в ЯНАО и приурочено к Чатылькинскому локальному поднятию – мелкой структуры третьего порядка. Поднятие расположено в западной части Чатылькинского малого вала. Проведенный седиментологический анализ показал, что юрский комплекс пород на Новопортовском и Чатылькинском месторождениях формировался в условиях дельтовой системы флювиального типа с доминированием речного потока над волновыми и приливными процессами. Дельтовый комплекс представлял собой сложный комплекс дистрибутивных русел, устьевых баров, подвергающихся волновой переработке и пляжевых отложений береговой равнины, характерной для волновых дельт [5, с. 27; 6, с. 400].

Новогоднее месторождение расположено в ЯНАО в пределах Южно-Надымской мегасинеклизы, которая осложнена многочисленными поднятиями и впадинами разного порядка. Отложения нижнемелового возраста Новогоднего и Восточно-Мессояхского месторождений сформировались в условиях трансгрессивно-регрессивного типа осадконакопления, в периоды усиленной регрессии, в процессе которой происходила эрозия и размыв осадков верхней части разреза [7, с. 285]. За регрессией следовала трансгрессия, эродированные отложения перекрывались грубообломочным материалом и, далее, глинистыми осадками. В процессе дальнейшей седиментации, на границе размыва формировались песчаники с карбонатным цементом, которые являются вещественным отображением поверхности размыва.

Установлено, что для отложений среднеюрского возраста содержание карбонатов составляет около 42 % от общего объема цемента, в пластах верхнеюрского возраста эта цифра уменьшается до 31 – 34 %, а для продуктивных отложений нижнемелового возраста равна 25 %. Такой характер распределения содержания карбонатных минералов четко коррелируется с обстановками осадконакопления, в которых происходило формирование продуктивных пластов.

Кроме этого наблюдается зависимость содержания карбонатных минералов в цементе пород-коллекторов от кислотно-щелочного баланса среды (рН): чем выше кислотность циркулирующих в системе растворов, тем выше содержание карбонатных минералов.

Особенности разработки залежей, осложненных процессами карбонатизации

На рассматриваемых объектах, затронутых процессами карбонатизации, породы-коллектора характеризуются более низкими значениями проницаемости, повышенной расчлененностью, высокой локальной и латеральной неоднородностью.

На данный момент в разработку введены только Новогоднее и Чатылькинское месторождения. Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения находятся на стадии опытно-промышленных работ. Повышенное содержание карбонатных минералов в цементе пород-коллекторов определяет их высокую гидрофильность. Именно это является причиной низких значений нефтенасыщенности (0.52-0.68 д. ед.), которые наблюдаются на объектах этого типа. Кроме того, высокая гидрофильность пород-коллекторов определяет высокую обводненность скважин, вводимых из бурения, в которых эта величина составляет в среднем 16 %.

В конечном итоге высокая гидрофильность часто приводит к исключению из разработки низкопроницаемых прослоев при попадании в ствол скважины пресной воды за счет капиллярной пропитки и образования стойких водонефтяных эмульсий [2, с. 84; 3, с. 8]. Следствием таких процессов является перманентное снижение дебитов по жидкости в процессе эксплуатации скважин, а также необходимость проведения большого количества работ по воздействию на пласт для восстановления притока жидкости [4, с. 69].

Совершенствование систем разработки на залежах, осложненных процессами карбонатизации

Постоянный процесс совершенствования систем разработки с их последующей реализацией на практике позволяет наращивать и повышать эффективность текущей добычи УВ, снижать текущую обводненность продукции и обеспечивать условия для повышения нефтеотдачи [9, с. 3]. На полноту выработки запасов УВ влияют, в первую очередь, геологические особенности залежей и технологические факторы – чем сложнее геологическое строение объекта, тем более сложные технологии применяются для достижения конечных результатов разработки. Высокая нефтеотдача пластов и полнота выработки запасов в первую очередь зависят от постоянного совершенствования системы разработки и оптимизации режимов эксплуатации скважин в процессе выработки запасов.

Для залежей, которые содержат вторичную карбонатную минерализацию, максимальные значения КИН не достигаются какой-то одной системой разработки. Это объясняется разной геологической позицией месторождений и стадией их разработки. Для объектов с газовыми шапками (Новопортовское и Восточно-Мессояхское месторождения) максимально эффективной является семиточечная система разработки в сочетании с внутриконтурным заводнением,

где расстоянием между скважинами составляет не более 600 метров. В тоже время, для чисто нефтяных залежей (Чатылькинское и Новогоднее месторождения) больше подходит рядная или неравномерная системы разработки с приконтурным заводнением в сочетании с очаговым, где расстояние между скважин составляет не более 500 метров.

Особенности применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов на залежах, осложненных процессами карбонатизации

Для определения возможности применения различных методов увеличения нефтеотдачи на рассматриваемых объектах проведен анализ применения физико-химических, газовых и тепловых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях Западной Сибири, который позволил выделить граничные параметры эффективного применения МУН для геолого-физических условий продуктивных пластов, находящихся на разных стадиях разработки. Кроме того, при определении значений граничных параметров применения методов и технологий, использованы данные, опубликованные в научно-технической литературе.

Известно, что наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи пластов на залежах с высоким содержанием карбонатных минералов являются соляно-кислотные обработки скважин [10, с. 101]. Однако учитывая тот факт, что, по сути, мы имеем дело с терригенными коллекторами, в которых наблюдаются локальные высокие концентрации карбонатных минералов, максимальная эффективность методов повышения нефтеотдачи будет наблюдаться при комплексировании разных методов нефтеотдачи. Проведенный анализ показал, что наиболее эффективными МУН на таких залежах будут являться бурение горизонтальных скважин и ГРП.

Эффективность бурения горизонтальных скважин в первую очередь связано с площадью нефтяных зон, не вовлеченных в разработку. С целью предотвращения опережающего обводнения проектный фонд в данных областях рекомендуется размещать в прикровельной части продуктивных пластов. Наиболее эффективно этот вид МУН показал себя на Чатылькинском месторождении, где наблюдаются обширные нефтяные зоны, не вовлеченные в разработку. Практически все рассматриваемые объекты с наложенной карбонатной минерализацией характеризуются высокой расчлененностью продуктивного разреза, поэтому ГРП является достаточно эффективным методом разработки залежей такого типа.

Заключение

Многообразие и сложность геологического строения, особенностей энергетических и эксплуатационных характеристик залежей углеводородов, осложненных процессами карбонатизации, обуславливают необходимость создания качественных и гибких методов и технологий увеличения нефтеотдачи, позволяющих дифференцировать способ и интенсивность воздействия на пласт. Эффективный процесс выработки запасов по дифференцированным зонам карбонатизации может обеспечить процесс постоянного мониторинга и анализа эф-

фективности применяемых методов. В конечном итоге все это позволит достичь максимального коэффициента охвата, проектных показателей КИН и нефтеотдачи.

Список используемых источников:

1. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Киняева С.И. Гидротермальные процессы в палеорифтах Западной Сибири и их роль в формировании жильных ловушек УВ доюрского основания Шаимского района // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. №12. С. 63-72.
2. Крянев Д.Ю., Жданов С.А., Петраков А.М. Системная технология воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 2006. №5. С. 84-86.
3. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Манаков И.И., Рогова Т.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации // Труды ВНИИнефть. 2007. Вып. 136. С. 6-19.
4. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во КГУ, 2002. 596 с.
5. Поднебесных А.В., Кузнецов С.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты // Известия вузов. Нефть и газ. 2015. № 2. С. 26-30.
6. Поднебесных А.В. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Вестник Томского государственного университета. 2015. №400. С. 393-403.
7. Поднебесных А.В. Особенности формирования вторичных карбонатов в терригенных отложениях севера Западно-Сибирской плиты // Эволюция осадочных процессов в истории Земли. Москва: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. Т. I. С. 283-287.
8. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // Литосфера. 2009. №6. С. 54-65.
9. Халимов Э.М. Высокая нефтеотдача с применением традиционного заводнения реальна при соблюдении проектного режима разработки // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т.2. URL: <http://www.ngtp.ru/rub/9/001.pdf/>
10. Underdown D.R., Hickey J.J., Kaira S.K. Acidization of analcime-cement sandstone, Gulf of Mexico / SPE 20624, 1990, p. 97-102.

© 2016, Поднебесных А.В.

Совершенствование технологий разработки залежей, осложненных процессами карбонатизации

© 2016, Podnebesnykh A.V.

Technological improvement in development of deposits of complicated processes of carbonization