

Особенности разработки шельфовых месторождений нефти

Р.Р. Нигматуллин, Т.К. Апасов, Н.А. Ганиченко

Тюменский индустриальный университет

Аннотация: В данной статье рассмотрен процесс солеобразования при разработке нефтяных месторождений. Приводится взаимосвязь гидрогеологической среды с залежами нефти, а также влияние гидрогеологических условий на них. Рассматривается влияние гидрогеологических свойств месторождений нефти, которые влияют на процесс образования солей непосредственно во время разработки нефтяного месторождения. Приведены проблемы образования солевых отложений, основные соли, которые чаще всего встречаются промышленными нефтяниками при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: шельф, солевое отложение, нефтяное месторождение, нуклеация, температура, давление, растворимость, нефть, природный газ, пластовая вода.

Мировое потребление энергоресурсов, полученных из разных источников, в начале третьего тысячелетия составляло около 12 млрд.т условного топлива за год. Среднее их использование на одного жителя Земли составляло около 1825 кг/год. Из использованных энергоносителей доля нефти – около 40%, угля – 20%, природного газа – 25%, ядерной энергии – около 8%, других видов энергии – 2%. Таким образом, основными энергоносителями остаются нефть, уголь и природный газ.

В общем балансе потребления энергетического сырья в России доля углеводородов составляет более 60% [1]. В России приоритетным энергоресурсом является природный газ, и его доля в энергобалансе составляет около 40%.

По оценке специалистов начальные извлекаемые ресурсы нефти на Земле составляют 600 млрд.т, а природного газа – 620 трлн.м³. На начало 2010 года в мире добыто более 300 млрд.т нефти и около 100 трлн.м³ природного газа.

Выработка начальных добывающих ресурсов составляет для нефти 0,36, а для газа – 0,19. Величина выявленных на сегодня ресурсов составляет

64 млрд.т нефти и 128 трлн.м³ газа. Разведывательные данные начальных ресурсов в целом в мире в 2000 достигла 0,80 для нефти и 0,62 для газа.

Таким образом, за общепринятыми оценками предстоит еще выявить около 20% начальных ресурсов нефти и 38% ресурсов газа. Оценка ресурсов углеводородов имеет условный характер. Она отражает уровень геологической изученности недр и технологию добычи углеводородов, экономические условия разведки и разработки месторождений.

За последние десятилетия более 30 стран осуществляют промышленную добычу нефти и газа, а более 80% ведут поисково-разведочные работы в пределах морских акваторий. На сегодняшний день более 25% мировой добычи углеводородов приходится на морские акватории [2].

Месторождения нефти и газа являются одной из составляющих природных гидродинамических систем. Вследствие этого наибольшее внимание уделяется изучению гидрогеологической составляющей на всех стадиях исследования и разработки газовых и нефтяных месторождений.

Исследуется динамика водоносных горизонтов, физико-химические показатели вод (химический состав, минерализация, растворенные газы, водородный показатель и другие), а также отметки напоров и температурные показатели. Эти гидрогеологические элементы ученые выделяют в отдельный раздел науки – нефтегазовую гидрогеологию.

До 60-х годов XX века нефтегазовые гидрогеологи занимались только изучением и исследованием гидрогеологических особенностей нефтяных и газовых месторождений. Результаты этих исследований помогали при поисках новых месторождений и проектировании режимов их эксплуатации. Среди основных научных исследователей в данной тематике можно выделить Г.М. Сухарева, В.В. Колодия, А.А. Карцева и других.

С 60-х годов спрос на нефть и газ начал увеличиваться, тем самым вызвав рост объема их добычи. Месторождения начали эксплуатировать более интенсивно, закладывая новые более мощные скважины, в результате чего начали интенсивно меняться природные гидрогеологические условия (изменение тика, температуры, условий фильтрации и химического состава воды) [3]. Как следствие, промышленные нефтегазовые геологи столкнулись с такой проблемой, как солеобразования и солевые отложения в коллекторах углеводородов, эксплуатационных колоннах и насосном оборудовании.

Оказалось, что процесс солеобразования может возникать не только вокруг эксплуатационных скважин, а и вокруг нагнетательных, которые используются при разработке месторождений с целью повышения вторичной нефтяной отдачи.

Солеобразования на нефтяных месторождениях являются одной из самых ключевых проблем. Этой проблеме наиболее подвержены скважины и призабойные зоны, имеющие обводненный характер. Около 60 – 70% причин выхода из строя газ-лифтового оборудования происходят вследствие отложения солей.

Аварийный фонд добывающих скважин оборудованных штанговыми насосами через отложения солей составляет на месторождениях Башкирии - 60%, Мангышлака – 70%, Азербайджана – 80%. Солеобразования встречается на месторождениях России - на месторождениях Саратовской, Оренбургской областей, Северного Кавказа и других нефтяных провинциях; на месторождениях Беларуси – Речицком, Давыдовском, Вишанском; в США – на месторождения Западного Техаса [4]. Острой проблемой являются солеобразования и для месторождений шельфовых зон.

На многих нефтяных месторождений солевые отложения находятся в полостях породы или образуются от прямого осаждения, или же как результат перенасыщения подтоварных вод различными солевыми

компонентам, или при смешивании двух несовместимых вод в призабойной зоне скважины. Вероятность возникновения солевых отложений не зависит от того, используется ли подтоварная вода нефтяных, газовых или нефтегазовых скважин или же совсем другая вода.

Солевые отложения начинают появляться именно в тот момент, когда в природном растворе повышается растворимость одного или же нескольких компонентов. У растворимости минералов имеется сложная зависимость от таких характеристик, как давление и температура. Из этой зависимости можно сделать вывод, что если температура увеличивается, то это приводит к увеличению самой растворимости минералов водой.

Большинство ионов растворяются при достаточно высоких температурах. Подобно этому, уменьшение давления вызывает меньшую растворимость, в качестве эмпирического правила – растворимость большинства минералов падает в два раза на каждые 0,48 МПа уменьшения давления.

Однако не все минералы подвергаются прямой температурной зависимости, например, карбонат кальция имеет прямо противоположную зависимость. В основном растворимость возрастает с уменьшением температуры. Растворимость сульфата бария возрастает вдвое при температуре от 25°C до 100°C, но затем растворимость падает также в два раза, если повышать температуру до 200°C.

График растворимости имеет достаточно сложную линейную зависимость от природного состава раствора, давления и температуры газа над жидкостью, при этом, растворимость газа в большей степени зависит от давления, чем растворимость минерала. То есть, когда понижается давление, углекислый газ (CO_2) высвобождается из водной фазы, что также влечет за собой повышение водородного показателя, это все и является причиной образования кальцита [5].

Изменение давления и температуры, наличие всяческих посторонних газов, изменение уровня водородного показателя, контакты с несовместимыми жидкостями – это и есть основные факторы для появления солевых отложений. Но встречается и такое, что пластовые (подтоварные) воды, даже находясь в перенасыщенном состоянии, не оставляют никакого солевого осадка (процесса «роста» из раствора кристаллов).

Этот процесс рассматривается в несколько этапов. На первом этапе его развитие начинается с насыщенного раствора в виде образования нестабильных кластеров атомов, а сам процесс называется гетерогенной нуклеацией. Далее под воздействием локальных флуктуаций ионов перенасыщенного раствора, атомные кластеры образуют маленькие кристаллы-зародыши. Эти самые кристаллы понемногу растут благодаря адсорбции ионов на дефективных участках поверхности кристаллов, при этом увеличивая свой размер.

Причиной роста зародышевых кристаллов является уменьшение свободной поверхности энергии кристалла, которая стремительно уменьшается за счет увеличения радиуса частиц после того, как достигается критический размер. Все указывает на то, что большие кристаллы будут продолжать расти, а маленькие кристаллы смогут снова растворяться. Из этого можно заключить, что при достаточно высоких степенях перенасыщения может возникнуть образования зародышевых кристаллов, что в конечном итоге приведет к солеотложениям.

Катализируя процесс гетерогенной нуклеации, появляются дефекты труб, насосного оборудования, сварочных швов и перфорационных каналов. Также при солеобразовании катализатором является высокая турбулентность. Учитывая характер и особенности процесса нуклеации, промышленные нефтяники выделяют основные причины солеобразования, как

несовместимые смешивания и солеобразования в результате испарения и закачки газа [6].

Попробуем разобраться в основных причинах образования солей. Несовместимые смешивания – это смешивание закачанных вод и подтоварных вод, именно из-за этого происходит образование солеотложений. В практике имеется опыт введения морской воды в пласты для увеличения нефтеотдачи с целью заводнения пласта [7].

В морской воде чаще всего содержится достаточно большое количество ионов SO_4 (сульфата) с концентрациями выше 2000 мг/дм^3 . В то время как пластовые воды содержат большое количество катионов Ca_2+ и Ba_2+ .

Смешивание жидкостей вокруг скважины дает нам новые жидкости с комбинированными концентрациями ионов, которые обычно превышают предельно допустимую растворимость сульфатных минералов, что приводит к выделению их в осадок. Образование сульфата кальция ($CaSO_4$) присуще для известняковых пород, а отложения сульфата бария ($BaSO_4$) и сульфата стронция ($SrSO_4$) – для поисковиков. Отложения данных солей могут образовываться не только в породе, но и в трубах и эксплуатационном оборудовании [4,8].

Во время движения пластовая жидкость движется и подвергается изменениям температуры и давления. Если эти процессы будут влиять на жидкость с составом, превышающим предельно допустимые пределы растворимости для определенного минерала, то в результате этого он будет выделяться в виде осадка. Сульфатные и карбонатные осадки могут образовываться в результате изменения давления в середине скважины или пласта. Осадок хлорида натрия ($NaCl$) образуется таким же образом с высококонцентрированных рассолов, которые подвергаются большим изменениям температуры. Вода может содержать в растворенном виде 240

кг/м³ галита (NaCl) при температуре 200°C и только 170 кг/м³ при температуре окружающей среды [9].

Другая проблема возникает тогда, когда карбонатные отложения образуются из пластовых жидкостей, которые содержат кислые газы. В процессе добычи флюидов снижение давления вызывает высвобождение газов, которые в свою очередь повышают уровень pH и вызывают солеотложения. Отложения карбоната могут возникать в породах вокруг скважины и достигать даже до наземного оборудования за счет изменения температуры и давления пластовых вод [10].

Характерной особенностью карбонатных осадков является то, что температурные эффекты всегда работают против эффектов давления. Например, если в устье скважины упадет давление, то это может привести к образованию солевых отложений в породах.

По степени подъема жидкости вверх по трубам для достижения температуры окружающей среды и давления на поверхности, падение температуры может определить эффект давления, при этом также снижая солеотложения посередине труб. Но если давление будет постепенно уменьшаться от устья скважины до поверхности, то это приведет к интенсивному выделению солевых осадков в трубах и на поверхностном оборудовании [11].

Солевые отложения, которые вызваны испарением, образуются при параллельной добыче пластовых рассолов (тяжелый газ) и углеводородных газов. В результате уменьшения гидростатического давления в трубопроводах, происходит увеличение объемов углеводородного газа, но во время горячей фазы рассола все также испаряется. Все это приводит к концентрированию растворенных ионов, а также к превышению растворимости минералов в воде, что в свою очередь является типичным условием образования галита (NaCl) в скважинах с высокой температурой и

давлением, при таких условиях также могут образовываться другие минералы.

При заполнение пласта газообразным CO_2 , которое выполняется с целью вторичного повышения нефтеотдачи пласта, может в свою очередь вызвать образование солей. Вода, контактируя с CO_2 , становится слабой кислотой и растворяет кальцит в пласте. Последовательное уменьшение давления в пласте вокруг скважины, может стимулировать CO_2 выделяться из раствора и вызывать осаждение карбоната на перфорационных каналах и порах пласта вокруг скважины.

Образование солевых отложений вокруг скважины может снова вызвать уменьшение давления и дальнейшее осаждение. Данный процесс может полностью перекрыть поры и каналы призабойной зоны и остановить работу эксплуатационной скважины [12].

Нефтедобывающие компании постоянно тратят колоссальные средства на борьбу с отложениями солей. Современные промышленные нефтяники пользуются механическими, химическими методами борьбы с солями и используют ингибиторы для предупреждения их образований [13]. Использование этих методов является эффективным, но достаточно затратным.

С целью предупреждения возникновения солей более дешевым методом является моделирование, кроме того, такой метод может заранее подготовить специалистов к будущей проблеме с отложениями, благодаря чему может стать ясно, какие денежные фонды должны быть привлечены к борьбе с этими отложениями. Чтобы использовать такой метод, необходимо более точно определять все гидрогеологические условия на месторождении, прежде всего: определять химический состав закачиваемых и пластовых вод, природные показатели температуры и давления, гидродинамические особенности месторождения и другие.

Литература

1. Айроян, З. А., Коркишко А.Н. Управление проектами нефтегазового комплекса на основе технологий информационного моделирования (ВМ-Технологий) // Инженерный вестник Дона. – 2016. – № 4. – URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3816.
 2. Лебедько А.Г. Особенности экономической оценки ресурсов нефти и газа юга России // Инженерный вестник Дона. – 2010. – №3. – URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2010/225.
 3. Маркеленко, Д. Е., Коркишко А.Н. Особенности обустройства месторождений в сложных гео-климатических условиях арктической зоны // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов / отв. ред. Халин А.Н. – Тюмень. – 2016. – С. 213-215.
 4. Кащавцев В. Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Орбита, 2004. – 431 с.
 5. Geochemistry: Pathways and Processes / Richard SM and McSween NY // Englewood Cliffs, New Jersey, USA: Prentice-Hall, Inc. – 2016. – pp. 58-59.
 6. Соболева Е.В., Соболева Т.И. Отложения солей на внутрискважинном оборудовании: причины их появления и методы борьбы с ними // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №7. – С. 42-47.
 7. Апасов Т.К., Апасов Г.Т. Применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 100-летию Байбакова Николая Константиновича. – 2011. – С. 38-42.
 8. Brown M. Full / Scale Attack // Review, 30 The BP Technology magazine. – October-December 2015. – pp. 30-32.
-

9. Кащавцев В.Е. Роль пластовых вод в процессе осадкообразования солей при добыче нефти // Нефть, газ и бизнес. – 2004. – №1. – С. 42-45.

10. Гостинин И.А. Расчет коэффициента надежности по назначению трубопровода для Западно-Сибирского региона // Инженерный вестник Дона. – 2014. – №2. – URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2419.

11. Здольник С.Е., Акимов О.В., Маркелов Д.В., Гусаков В.Н., Волошин А.И., Рагулин В.В. Управление солеотложением – залог повышения эффективности нефтедобычи // Инженерная практика: пилотный выпуск. – 2009. – №12. – С. 66-69.

12. Carbtree Mike Fighting Scale-Removal and Prevention // Oilfield Review. – Autumn 2018. – pp. 30-45.

13. Семеновых А.Н., Маркелов Д.В., Рагулин В.В. Опыт и перспективы ингибирования солеотложения на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №8. – С. 94-97.

References

1. Ajroyan, Z. A., Korkishko A.N. Inzhenernyj vestnik Dona. 2016. № 4. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n4y2016/3816.

2. Lebed`ko A.G. Inzhenernyj vestnik Dona. 2010. №3. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n3y2010/225.

3. Markelenko, D. E., Korkishko A.N. E`nergoberezhenie i innovacionny`e tehnologii v toplivno-e`nergeticheskom komplekse: materialy` Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii studentov, aspirantov, molody`x ucheny`x i specialistov. Otv. red. A. N. Xalin. Tyumen`. 2016. pp. 213-215.

4. Kashhavcev V. E., Mishhenko I.T. Soleobrazovanie pri doby`che nefti [Salt formation in oil production]. M.: Orbita, 2004. 431 p.

5. Geochemistry: Pathways and Processes. Richard SM and McSween HY. Englewood Cliffs, New Jersey, USA: Prentice-Hall, Inc. 2016. pp. 58-59.

6. Soboleva E.V., Soboleva T.I. Neftepromy`slovoe delo. 2017. №7. pp. 42-47.



7. Apasov T.K., Apasov G.T. Geologiya i nefegazonosnost` Zapadno-Sibirskogo megabassejna: materialy` Vserossijskoj nauchno-texnicheskoj konferencii, posvyashhennoj 100-letiyu Bajbakova Nikolaya Konstantinovicha. 2011. pp. 38-42.
8. Brown M. Full. Scale Attack. Review, 30 The BP Technology magazine. October-December 2015. pp. 30-32.
9. Kashhavcev V.E. Neft`, gaz i biznes. 2004. №1. pp. 42-45.
10. Gostinin I.A. Inzhenernyj vestnik Dona. 2014. №2. URL: ivdon.ru/ru/magazine/archive/n2y2014/2419.
11. Zdol`nik S.E., Akimov O.V., Markelov D.V., Gusakov V.N., Voloshin A.I., Ragulin V.V. Inzhenernaya praktika: pilotny`j vy`pusk. 2009. №12. pp. 66-69.
12. Carbtree Mike Oilfield Review. Autumn 2018. pp. 30-45.
13. Semenovyx A.N., Markelov D.V., Ragulin V.V. Neftyanoe khozyajstvo. 2017. №8. pp. 94-97.