

А. Г. ГУСМАНОВА, А. Т. ЖОЛБАСАРОВА

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАЛАМКАС

Месторождение Каламкас открыто в 1976 г. и расположено на крайней северной прибрежной части полуострова Бузачи в пределах зоны затопления нагонными водами, особенно в период общего подъема уровня Каспийского моря. Месторождение по северному периметру отделено от моря насыпной дамбой. В пределах свода в нижнемеловых отложениях на глубине 515-700 м установлено 2 газовые залежи в апте и 6 газовых залежей (А-Е) в неоконе, в юрских отложениях в интервале глубин 725-950 – 19 залежей нефти и газа локализованных в 10 продуктивных горизонтах. Поверхность триасовых отложений фиксируется на глубинах от 990 м в своде и погружается до 1185 м (П-1) и на крыльях структуры, в связи с чем общая толщина юрских пород увеличивается от 275 до 460 м и более [1, 2].

Юрские продуктивные горизонты перекрыты выдержанными по площади и по толщине трансгрессивно залегающим пластом Ю-0 (юрский «нулевой» горизонт). Продуктивные горизонты изучены с разной степенью детальности, установлены важнейшие фильтрационно-емкостные параметры, построены зональные карты по участкам и блокам с учетом выдержанности и проницаемости коллекторов. В итоге были подсчитаны запасы нефти по пластам, тектоническим блокам и зонам проницаемости.

Геологическое строение, история развития и формирования Каламкасского нефтегазового месторождения неразрывно связаны с историей геологического развития Северо-Бузачинского свода - важнейшего структурно-тектонического элемента второго порядка, расположенного на северо-западном окончании Туранской плиты [2].

Северо-Бузачинский мегавал занимает северную часть полуострова, от берега Каспийского моря прослеживается в восточном направлении на 75-80 км по длине оси и шириной до 40 км. Поднятие осложнено серией субширотных региональных разломов амплитудой в несколько сот метров, которыми ограничены линейно-вытянутые антиклинальные линии. Развитие системы продольных и диагональных тектонических нарушений обусловило блоковое строение Северо Бузачинского

свода в целом, а в дальнейшем и самостоятельное развитие каждого блока и свода в целом.

Строение западной периклинали более сложное, серия параллельных диагональных сбросов образует ступенчатое погружение периклинали к опущенному Арманскому блоку, где юрская продуктивная толща представлена всеми номенклатурными горизонтами от Ю-I до Ю-XIV. Суммарная амплитуда сбросов 55-60 м.

По нефтегеологическому районированию Северо-бузачинский свод относится к Бузачинско-Североустюртской нефтегазоносной области Северо-каспийской нефтегазоносной провинции.

Особенности палеогеологического развития и тектонического строения свода оказали непосредственное влияние на распределение углеводородов, а нефтегазоносность месторождения Каламкас органично связано с геологическим строением поднятия.

На месторождении Каламкас в юрских отложениях сосредоточены значительные запасы нефти и газа. Глинистая покрывка готерива- апта оказалась достаточно надежной для сохранения нефти. Тектонические нарушения, сопровождаемые повышенной трещиноватостью пород, по видимому, явились путями вертикальной миграции свободного газа и образованию вторичных по отношению к нефти залежей газа в нижнемеловых отложениях [2].

В разрезе продуктивной толщи нефтегазового месторождения Каламкас установлено 21 горизонтов, которые по стратиграфической принадлежности распределяются следующим образом:

Нижний мел:

Аптский ярус – I, II.

Неокомский надъярус – А, Б, В, Г, Д, Е, Юо

Средняя юра:

Келловейский ярус – Ю -5С.

Батский ярус – Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С.

Байосский ярус – Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V.

Ааленский ярус – Ю-VI, Ю-VII.

По типу формирования залежи нефти и газа подразделяются на пластовые, сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные, а также ограниченные на некоторых участках

площади залежи литологическими и тектоническими экранами.

По характеру насыщения делятся на газонефтяные, нефтегазовые и нефтяные.

По геологическим запасам залежи нефти и газа можно разделить на три категории.

Крупные - запасы нефти более 30 млн тн. (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV,

Ю-1С, Ю-2С, Ю-3С, Ю-4С, Ю-5С).

Средние - запасы нефти 30-10 млн тн (Юо, Ю-V).

Мелкие - меньше 10 млн тн. (Ю-VI, Ю-VII)

Степень изученности месторождения, залежей и коллекторов такова, что позволяет выделить пласты, зоны, участки залежей от трудноизвлекаемых до высокорентабельных. Установлено, что процент трудноизвлекаемых запасов нефти с проницаемостью коллекторов ниже 0,05 мкм² на месторождении сравнительно невысок.

Юрская продуктивная толща сложена неравномерным чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пород. Залежи приурочены к пластам слабо сцементированным песчаникам, алевролитам и к пескам, толщины которые изменяются в пределах от 10 до 25 м. При этом эффективная толщина нефтенасыщенных пластов колеблется от 2,6 до 20,8 м. Как правило, пластами- коллекторами являются 1-3 песчаные слои, которые на отдельных участках сливаются в отдельный горизонт [2, 3]. В литологическом отношении горизонты не выдержаны по простираению и могут быть замещены глинами или слабопроницаемыми породами.

Продуктивные горизонты, как правило, отделены глинистыми перемычками толщиной от 5 до 8 м. Однако встречаются отдельные участки, где глинистые разделы отсутствуют, и тогда в некоторых глубинах отмечаются монолитные продуктивные горизонты, например залежи Ю-III, Ю-IV и Ю-V.

Глинистость пород-коллекторов обусловлена наличием гнезд и прослоев глин. Количество глинистого вещества в поровом пространстве не превышает 15-20%.

Характерной особенностью строения продуктивных горизонтов юрских продуктивных отложений является уменьшение площадей и толщин залежей вниз по разрезу [3-5].

Весь юрский разрез в целом характеризуется довольно одинаковым коэффициентом песчаности – около 50%.

Пористость юрских коллекторов, по залежи Ю-I, Ю-VI составляет в среднем 28-29%. Прони-

цаемость по данным исследования керна изменяется в пределах от 0,011 до 5,280 мкм², а средние значения по горизонтам составляют 0,178-1,041 мкм². По данным геофизических исследования скважин (ГИС) средние значения проницаемости находятся в пределах от 0156 до 1,694 мкм². Рассмотрение и анализ указанных данных исследования свидетельствует о том, что для коллекторов месторождения Каламкас, характерна достаточно высокая проницаемостная неоднородность.

Нефти месторождения характеризуются низким содержанием бензиновых фракций и высокой вязкостью в пластовых условиях (вязкость нефти колеблется в среднем в пределах 18-19 мПа·с), обусловленной высоким содержанием асфальтено-смолистых веществ (в среднем колеблется в пределах 18-30%), вязкость дегазированной нефти при 40°С -37,2 -38,4 мПа·с. Нефти месторождения достаточно тяжелые: плотность в пластовых условиях изменяется по горизонтам от 889 до 897 кг/м³. Следует отметить, что содержание асфальтено-смолистых веществ и величины плотности, а также вязкость нефти увеличиваются от свода к контурам залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Информационный отчет. ЦНИПР ПУ «Каламкасмунайгаз». АФС-НПИ. 2004. 210 с.
2. Бадоев Т.И., Шаховой А.И. и др. Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Каламкас Мангышлакской обл. Каз.ССР по состоянию на 1 июня 1979 г. Шевченко: Фонд ОАО ММГ, 1979. 279 с.
3. Клубова Т.Т., Виноградова К.В., Котов В.П., Токарев В.П. и др. Глинистые минералы юрских продуктивных горизонтов Ю-С месторождения Каламкас и их влияние на емкостно-фильтрационные свойства коллекторов / На примере северо-западной части месторождения. Актау: Фонд ОАО ММГ, 2001. 210 с.
4. Технологическая схема разработки месторождения Каламкас. Отчет КазНИПИнефть, рук. Лысенко В.Д., Лейбин Э.Л., Огай Е.К. Тема 129/79, Шевченко, 1979. Фонд ОАО ММГ, 379 с.
5. Проект разработки месторождения Каламкас. Отчет КазНИПИнефть, рук. Лысенко В.Д., Дорофеев В.И. Тема 39/88, Шевченко, 1989. фонд ОАО ММГ, 282 с.

Резюме

Әлсіз цементтелген тау жынысының құрылысының сипаттамасы келтірілген. Бұл тау жыныстарының қопарылу себептері қарастырылған.

Summary

In the article the characteristic of weak cementing and loose collectors geological feature is given. The reasons of bed decompose are considered.

УДК 622.276

АктГУ им Ш. Есенова

Поступила 10.12.07г.

Выводы

1. Определены скорости коррозии стали и степень защиты от коррозии в 10% водных вытяжках феррита кальция с введением в раствор нитритов натрия, хроматов, молибдатов аммония и нитрилотриметиленфосфоновой кислоты. Установлено, что для растворов CaFe_2O_4 с содержанием молибдат-ионов 0,4–0,8 г/л наблюдаются наименьшие значения скорости коррозии стали и степени защиты от коррозии выше 90,0 %.

2. Установлено, что анодное окисление стали протекает в кальцийферритных композициях в области вторичной пассивации. Из анализа анодных поляризационных кривых установлено, что распассивация поверхности стали хлорид-ионами происходит для молибдато-кальцийферритных композиций при содержании хлоридов в растворе 0,2 М. Порядок анодной реакции по хлорид-ионам близок к 1 и лимитирующей стадией является диффузия этих ионов к электроду.

3. Показано, что в 10% водных вытяжках феррита кальция с добавками молибдатов, пассивация стали протекает вследствие их адсорбции на поверхности электрода с последующим взаимодействием с железooksидными соединениями пассивной пленки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Улигз Г.Г., Ревви Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику. Л.: Химия, 1989. 456 с.
2. Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружений. Справочник, т. 1, 2 / Под ред. Герасименко. М.: Машиностроение, 1987. 784 с.

4. Лепесов К.К., Гурьева Л.Н., Васильева Л.С. Железooksидные пигменты: современное состояние и применение для защиты от коррозии // Вестник АН КазССР. 1990. №4. С. 26-31.

5. Лепесов К.К., Гурьева Л.Н., Васильева Л.С. Физико-химические свойства системы сталь-водные растворы ферритов щелочноземельных металлов // Защита металлов. 1995. 31, 5. С. 544-546.

6. Лепесов К.К., Гурьева Л.Н. Пассивация сталей оксидными материалами на основе ферритов щелочноземельных металлов // Труды 9 Международной конференции по металлургии и материалам. Турция, Стамбул, 1997-1. С. 215-218.

7. Wilcox G.D., Gabe D.R. Passivation studies using group VI A anions // Br. Corros. J. 1987. 22 (4). P. 254-258.

Резюме

Натрий нитриті, аммоний хроматы, аммоний молибдаты қосылған 10% кальцийферриттік композицияларда болат-3-тің коррозия жылдамдылығы және қорғау дәрежесі анықталды. 0,4–0,8 г/л молибдатионы қосылған кальций ферриттік композицияларда болат-3-тің коррозия жылдамдылығы ең төмен, ал қорғау дәрежесі 90%-тен жоғары болып табылды. 0,2 М хлорид-иондары қатынасқан кальций-молибдат ферритті композициялардың тежегіш қабілетінің бар екені көрсетілді.

Summary

We researched influence of corrosion-inhibiting admixtures such as sodium nitrite, ammonium chromate, ammonium molybdate to corrosion rate and protection degree of steel-3 in 10% calciumferrite composition. Steel-3 corroded in calciumferrite composition with concentration of molybdate-ions 0.4–0.8 g/l slowest and protection degree equals to 90%. If calciumferrite composition contains 0.2 M chloride-ions observed slowdown of corrosion rate of steel.

УДК 667.622.1:620.197.6

Институт органического катализа
и электрохимии им. Д. В. Сокольского,
г. Алматы

Поступила 8.08.07г.