

Оценка эффективности процесса заводнения гранитоидов месторождения Белый тигр

Николайченко А. С., Куликов И. Г.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

В статье описан процесс заводнения гранитоидов на примере месторождения Белый Тигр, а также приведена оценка эффективности процесса заводнения гранитоидов по данным работы фонтанных скважин.

В настоящее время процесс заводнения является самым распространенным методом вторичной добычи нефти. Исследования последних лет показали, что в США осуществляется более 9000 процессов заводнения с суммарным объемом закачки воды, превышающим 3,2 млн.м³/сут. Именно заводнение обеспечивают основную долю нефти, отбираемой из месторождений вторичными способами добычи, которая составляет 28,2% от суммарной добычи нефти в США. Приращение запасов нефти имеет важное значение для экономики, поскольку оно относится главным образом к уже открытым и разрабатываемым месторождениям.

Заводнение является искусственной формой водонапорного режима вытеснения нефти водой, которую можно применить на любой стадии разработки пласта. Вода, нагнетаемая под давлением в продуктивный пласт, обеспечивает пластовую систему энергией для продвижения нефти к добывающим скважинам [1].

Процесс заводнения в качестве вторичного метода добычи нефти впервые был применен в сравнительно однородных пластах ограниченной мощности, насыщенных легкой нефтью хорошего качества. Большинство первых проектов заводнения внедряли на месторождениях, ранее разрабатываемых первичными способами и находившихся в стадии истощения. Осуществление этих проектов требовало сравнительно небольших капиталовложений.

В настоящее время процесс заводнения успешно применяется на месторождениях, сложенных неоднородными пластами. Рассмотрим заводнение на примере нефтяного месторождения Белый Тигр, сложенного гранитоидами, что свидетельствует о том, что пласты неоднородные.

Белый Тигр – крупное нефтяное месторождение Вьетнама, расположенное на шельфе Южно-Китайского моря. Месторожде-

ние Белый Тигр является уникальным по запасам нефти, имеет мощность более 1600 м и объем нефтенасыщенных гранитоидов 88,2 млрд. м³. Фильтрационно-емкостные свойства гранитоидов определяются первичным и вторичным развитием трещин, каверн и пор. Коллекторские свойства пород изменяются по площади и высоте структуры совместно с Российской (Зарубежнефть) и Вьетнамской (Вьетсовпетро) компаниями было открыто и разработано месторождение. По предварительным данным запасы нефти превышали 500 млн. т., из которых уже, по данным «Вьетсовпетро», добыто более 300 млн. т нефти.

Фундамент месторождения Белый Тигр является нефтяной залежью с трещиновато-кавернозными коллекторами в гранитоидных породах. Отмечаются особенности распределения зон с наличием интервалов притока или приемистости внутри залежи фундамента с общей тенденцией последовательного уменьшения доли нефтеносных коллекторов по глубине. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород фундамента также уменьшаются с глубиной залежи. Залежь фундамента считается замкнутой, и ее уникальность в мировой практике заключается, прежде всего, в отсутствии пластовой воды и в большой мощности продуктивного разреза.

Для выяснения взаимодействия скважин вся площадь залежи центрального блока фундамента разбита на три зоны: I зона – северная часть, зона II – центральная часть, зона III – южная часть. Каждая зона включает участки по группировке нагнетательных и добывающих скважин. Отдельно рассматриваются Северные Блоки фундамента [2].

Зонирование залежи фундамента по взаимодействию добывающих и нагнетательных скважин показано на рисунке.

Из представленного материала видна неравномерность расположения добывающих и нагнетательных скважин, доли запасов нефти и значений коэффициента извлечения нефти по площади нефтеносности.

Наибольшие запасы нефти приходятся на зоны II и III, а наибольшая выработка запасов (58 %) отмечается в зоне II. По отдельным участкам КИН варьирует в достаточно больших пределах – от 0,014 до 0,634, в целом по фундаменту КИН составляет 0,326, в том числе по центральному блоку – 0,343, по северному блоку – 0,185.

Для дальнейшей оценки эффективности процесса заводнения гранитоидов, по нашему мнению, необходимо оценивать коэффициент извлечения нефти, воды и жидкости не по отдельным участкам залежи, а по отдельно взятой скважине. Это позволит более четко отразить неравномерность взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, а также показать изменение КИН в зависимости от режима эксплуатации скважин и обводненности скважинной продукции [3]. Для анализа работы скважин будет использована графическая зависимость для залежи в целом, приведенная в работе [4].

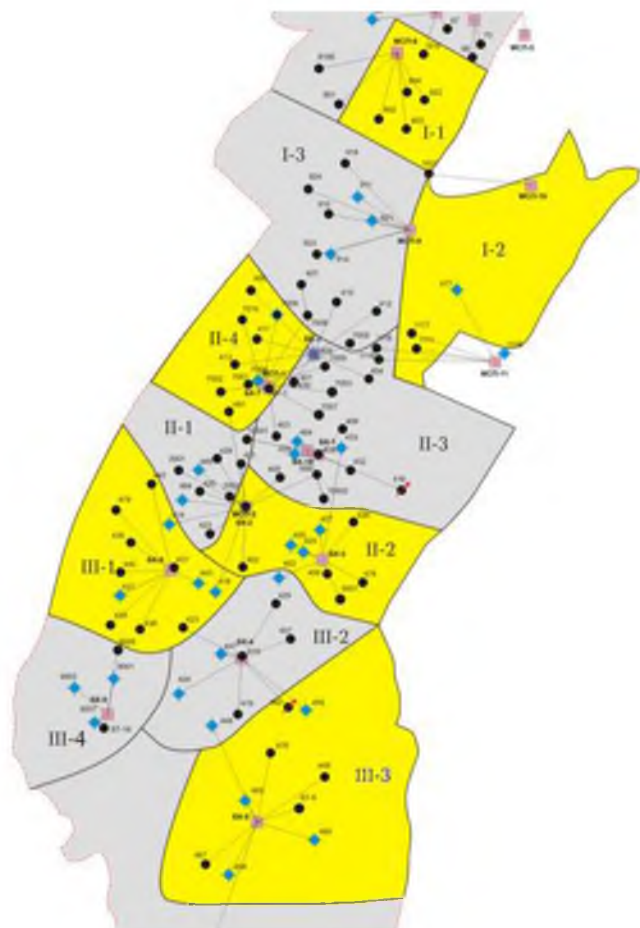


Рисунок 1. Зонирование залежи фундамента по взаимодействию добывающих и нагнетательных скважин

Список литературы

1. Еронин, В. А. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В. А. Еронин, И. В. Кривоносов, А. Д. Ли и др. // М.: Недра, 1973. 200 с.
2. Васильев, В.А. Особенности заводнения залежи фундамента месторождения Белый Тигр / В.А. Васильев, А.Н. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 68-69.
3. Васильев, В. А. Новый подход к оценке остаточных запасов нефти / В. А. Васильев, А. С. Николайченко, А. С. Кутовой. // Материалы всероссийской научно-практической конференции «Инновационные технологии в нефтяной отрасли». – 2017. – С. 176-178.
4. Базив, В. Ф. Вопросы отбора жидкости при разработке нефтяных месторождений / В. Ф. Базив, Н. Н. Лисовский. // Материалы научно-практической конференции «Проектирование и разработка нефтяных месторождений». – 1999. – С. 67-84.

О роли газов в океанском гидротермальном рудогенезе

Петренко В. И., Петренко Н. Н.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Рассмотрены некоторые варианты участия природных газов в океанском гидротермальном процессе. Показано, что поступающий от магматического очага флюид разделяется на два потока, каждый из которых несет определенное сочетание химических элементов.

Как правило, большинство газовых и газоконденсатных месторождений разрабатывается на естественном режиме. Поровое пространство газовой залежи заполнено газом-растворителем, остаточной водой и водяным паром, в котором растворены химические элементы. При снижении пластового давления возникает дефицит водяного пара в залежи и с целью сохранения термобарически устойчивой саморегулирующейся системы она осуществляет испарение остаточной воды.

В качестве примера можно привести объемы испарения остаточной воды при разработке хадумской залежи Северо-Ставропольского месторождения, разработанной при режиме, близком к газовому (табл. 1).