



УДК 622.276

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЗОН НЕПОДВЕРЖЕННЫХ ПРОЦЕССУ ДРЕНАЖА

DIAGNOSTICS OF ZONES UNDISCLOSED BY THE DRAINAGE PROCESS

Аббасова Самира Вагиф

кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазовая инженерия,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности,
abbasovasamira@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены вопросы образования вторичных застойных зон, обязанных перераспределению гидродинамических потоков пластовых флюидов.

На основе построения оперативных карт суммарных отборов нефти, воды, обводненности и степени взаимодействия по периодам разработки анализируются состояния пластовой системы и делаются заключения о характерных особенностях направления водонефтяных потоков с последующим образованием застойных зон.

С целью анализа и оценки эффективности применения технологии по изменению направлений фильтрационных потоков на рассматриваемой залежи необходимо проведение исследования влияния нестационарных процессов на добычу нефти. На основании фактических данных по добывающим скважинам выделяются периоды разработки с использованием кинетической модели.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, разработка, стадии, отбор, скважины, диагностирование, застойные зоны.

Abbasova Samira Vagif

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor
Department of Oil and Gas Engineering,
Azerbaijan State Oil and Industry University,
abbasovasamira@mail.ru

Annotation. The questions of formation of the secondary stagnation zones, obliged to the redistribution of hydro dynamical flows of the reservoir fluids are considered.

Based on the construction of operational maps of total selection of oil, water content and degree of interaction between the wells by development periods the states of reservoir system are analyzed and the conclusions about the salient features of water-flow direction with follow formation of stagnation zones are made.

For the purpose of analysis and estimation of efficiency of application technologies on change the direction of filtration flow on considered deposit, it is necessary to undertake the study of the influence of non-static process on oil extraction. On the base of actual data on producing wells, development periods using the kinetic model are allocated.

Keywords: oil field, development, stages, the selection, wells, diagnosis, zones of stagnation.

Многочисленные геофизические и геолого-промысловые исследования зачастую свидетельствуют о наличии в продуктивных пластах слабодренированных и застойных зон, где остается резерв трудноизвлекаемых запасов нефти, не охваченный применяемыми традиционными технологиями разработки. Освоение подобных объектов месторождения требует дополнительных капитальных вложений, что в условиях материальных и технических ресурсов не всегда возможно.

В связи с этим, совершенствование методов определения местоположения слабодренированных и застойных зон нефтяных залежей, а также разработка технологий направленных на вовлечение этих зон в активную разработку на сегодня является одной из самых актуальных проблем нефтяной науки и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Своевременное и правильное обнаружение слабодренированных и застойных зон имеет большое значение при проведении мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, например, при изучении направлений фильтрационных потоков путем регулирования работы добывающих и нагнетательных скважин [1].

Особое значение приобретают новые методы, позволяющие вместе с другими уточнить картину неоднородности пласта не только в геологическом, но и в гидродинамическом смысле.

Одним из способов диагностирования состояния пластовой системы является показатель взаимодействия между скважинами рассматриваемого эксплуатационного объекта [2]. Диагностирование гидродинамических особенностей фильтрационной картины проводится на основе построения и анализа карт суммарных отборов нефти, воды, обводненности и степени взаимодействия по периодам разработки.

Известно, что при наличии взаимодействия между двумя скважинами, дренирующими общую нефтяную залежь, любые изменения, происходящие на одной из них, будут отражаться на работе другой. Наглядным следствием этих изменений является соответствие колебаний дебитов обеих скважин. Поэтому в качестве исходного информационного массива используются временные ряды дебитов нефти и воды, по которым оценивается степень взаимодействия скважин.



С целью анализа и оценки эффективности применения технологии по изменению направления фильтрационных потоков на рассматриваемой залежи необходимо проведение исследования влияния нестационарных процессов на добычу нефти [3]. На основании фактических данных по добывающим скважинам выделяются периоды разработки с использованием кинетической модели Колмогорова-Ерофеева.

Для установления согласованности изменения величин двух признаков используются коэффициенты корреляции [4]. Наиболее простым показателем тесноты корреляционной связи является коэффициент ранговой корреляции Спирмена. На основании этого корреляционного анализа по дебитам строятся карты равного взаимодействия скважин.

На каждой из этих карт выделяются контурной линией участки с низкими значениями критериев взаимодействия. Построение и оценка нескольких карт равного взаимодействия скважин, построенных для различных периодов разработки, позволяют выявить слабодренированные участки как перспективные объекты для применения методов воздействия с целью повышения отборов.

Предложенные методы были апробированы на примере анализа состояния разработки одного из месторождений Северного моря, находящегося в завершающей стадии разработки. В качестве информативного массива была выбрана динамика изменения дебитов нефти и воды по скважинам в периоды соответствующих I, II и III стадиям разработки.

Согласно построенной карте по месторождению (платформы А, В, С, D) на первой стадии разработки – 09.85–04.88 г. видно, что в основном скважины ведут себя как самостоятельные объекты, что связано с началом периода освоения месторождения, выхода на максимальный уровень добычи за счет интенсивного ввода скважин из бурения, и за счет поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт.

При развитии процесса нефтедобычи во II стадии периода разработки – 05.88–05.95 г. наблюдается перераспределение степени взаимосвязи между скважинами с выделением отдельных групп скважин в самостоятельные эксплуатационные объекты, что объясняется мероприятиями, проведенными по изменению режима закачки воды по нагнетательным скважинам платформы А (43 и 63), а также перевод от эксплуатационных скважин платформы А (53 и 56) в нагнетательные привели к изолированию направлений фильтрационных потоков нефти к скважинам в общей системе дренажа. Отсюда следует, что неучет геологических гидродинамических аномалий в процессах вторичного воздействия на пласт может явиться одной из причин возникновения вторичных изолированных объектов. Так, например, если до увеличения темпов закачки высокая степень взаимодействия между скважинами наблюдалась в более чем половине скважин, то после интенсификации водного воздействия число таких скважин составило менее трети фонда.

Тенденция развития взаимодействия скважин на III стадии разработки (с 06.95 г.) представляет увеличение коэффициента корреляции по дебитам нефти между скважинами, несмотря на существенное увеличение дебитов скважин по воде. Так была выявлена одна группа высокодебитных скважин: 24А, 46А, 41В, 56В, 22С, 32С, 44С, 61С, 63С, 12D, 13D, 23D, 33D, 41D, 53D, 54D, а вторая группа – относительно низко дебитные скважины. Как показывает анализ, интенсивный рост обводненности на III стадии разработки объясняется тем, что при регулировании режимов работы скважин не были учтены особенности изменения темпа процесса нефтедобычи, и это обусловило неравномерность продвижения фронта вытеснения.

Так, из карт линий равной обводненности следует, что фактическое ведение процесса разработки в основном с позиций поддержания пластового давления привело к преждевременному обводнению рассматриваемого участка залежи, увеличению более чем в 1,5 раза объемов отбираемой воды и потерям в добыче нефти.

Метод определения местоположения застойных зон и слабодренированных зон нефтяных залежей, базирующийся на построении карт равного взаимодействия скважин позволяет установить взаимосвязь возникающих процессов с переменной направления фильтрационных потоков в пласте.

Таким образом, динамика показателя степени взаимодействия между скважинами в различные периоды разработки может рассматриваться как диагностирующие критерии состояния пластовой системы. В процессе развития разработки нефтяной залежи необходимо учитывать попеременное развитие и смену слабо и высоко дренированных зон залежи.

Предложенный анализ дает возможность определить характерные особенности продвижения водонефтяных потоков и выявить группы скважин, неучаствующие в общей системе дренажа. Это необходимо учитывать при принятии решения по динамическому регулированию гидродинамических потоков с целью стабилизации и уменьшения потерь добычи нефти на рассматриваемый период времени.

Заключение

Показана возможность диагностирования наличия и образования вторичных застойных зон на основе сравнительного анализа особенностей динамики показателя дебитов нефти, воды, обводненности и степени взаимодействия между скважинами.

**Литература:**

1. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Фрагменты разработки морских месторождений. – Баку : Элм, 1997. – 408 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Процессы нефтегазодобычи – динамическая система. – АГНА : Ученые записки, 1992. – № 1. – С. 24–30.
3. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Моделирование процессов нефтедобычи: нелинейность, неравномерность, неопределенность. – Москва; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005. – 367 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М. : Недра, 1977. – 229 с.

References:

1. Mirzajanzadeh A.H. Fragments of development of offshore deposits. – Baku : Elm, 1997. – 408 p.
2. Mirzadjanzadeh A.H., Hasanov M.M., Bakhtizin R.N. The processes of oil and gas production are a dynamic system. – ASNA : Scientific notes, 1992. – № 1. – from. 24-30.
3. Mirzadjanzadeh A.H. and others. Modeling of oil production processes: nonlinearity, unevenness, uncertainty. – Moscow; Izhevsk : Institute for Computer Research, 2005. – 367 p.
4. Mirzadjanzadeh A.H., Stepanova G.S. Mathematical theory of the experiment in oil and gas production. – Moscow : Nedra, 1977. – 229 p.