

- Подтвердить наличие подвижных углеводородов в каждом перспективном объекте.
- Охарактеризовать объекты с точки зрения продуктивности.
- Выявить различные нефти в верхнем и нижнем объекте баженовской свиты.
- Оценить свойства флюида баженовской свиты.
- Подтвердить ожидаемое аномально высокое пластовое давление в верхнем резервуаре с коэффициентом аномальности более 1,4.

ПРИНЦИПЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ОПОРНОЙ СЕТИ СКВАЖИН ДЛЯ КОНТРОЛЯ ДИНАМИКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ЗОНАЛЬНО-НЕОДНОРОДНЫМ СТРОЕНИЕМ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Р. ТРЕБСА

*В.Н. Федоров, Э.М. Салимгареева, А.Ш. Акберова
 (ООО «БашНИПИнефть»)*

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений результаты обработки периодически проводимых гидродинамических исследований скважин являются одним из ключевых источников информации о текущем пластовом давлении продуктивных коллекторов. При этом ГДИС, как правило, характеризуются потерями нефти и являются достаточно затратными методами изучения месторождений.

Планирование опорной сети скважин является оптимизационной задачей, которая, в свою очередь, должна отвечать требованиям нефтяных компаний – минимизация затрат на выполнение комплекса ГДИС и минимизация потерь добычи нефти при проведении исследований, получение достоверного распределения пластового давления по месторождению.

Рекомендуемая периодичность и охват гидродинамическими исследованиями скважин при контроле за разработкой, как правило, приводятся в руководящих документах, таких как РД-153-39.0-109.01, в котором для месторождения, находящегося на начальной стадии

разработки, она составляет один раз в квартал по всему фонду скважин.

Также в нефтегазодобывающих компаниях используются внутренние локальные нормативные документы. Так, например, в компании ПАО АНК «Башнефть» рекомендуемая периодичность проведения ГДИС составляет один раз в два года. Упомянутые руководящие документы носят обобщенный характер как для случая однородных коллекторов с низким темпом падения пластового давления, так и для месторождений со сложным геологическим строением и высокой латеральной неоднородностью по продуктивным свойствам, к которым относится месторождение им. Р. Требса. В этом случае необходим тщательный анализ по подбору скважин-кандидатов и периодичности проведения исследований.

Планирование опорной сети скважин на примере месторождения им. Р. Требса состояло из нескольких этапов:

- выделение гидродинамически связанных зон;
- выбор необходимой периодичности исследований;
- выбор минимально необходимого количества скважин-кандидатов для проведения исследований и определения текущего пластового давления.

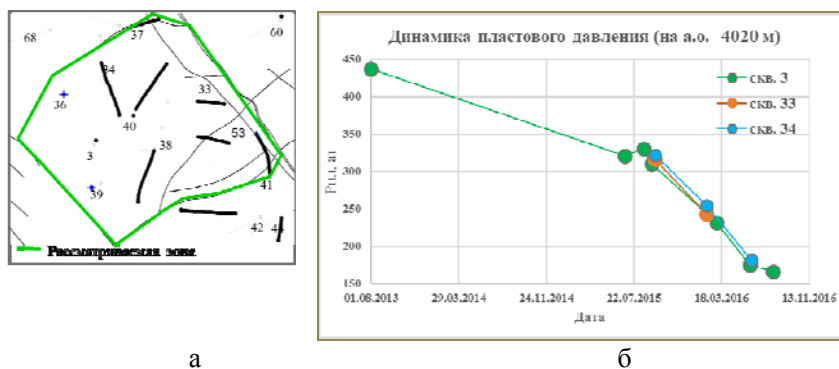


Рис. 1. Гидродинамически связанный участок месторождения им. Р. Требса – а;
б – график динамики снижения $P_{пл}$ по скважинам

На первом этапе на месторождении им. Р. Требса был проведен анализ гидродинамически связанных зон пласта, основанный на различии в скорости падения пластового давления ($P_{пл}$) во времени. Так, например, в рассматриваемой зоне (рис. 1), характеризующейся

100 %-ным охватом исследований, при введении новых добывающих скважин скорость падения пластового давления в скважине № 3 увеличилась практически в три раза. Данная зона была признана единой гидродинамически связанной зоной.

Следующий этап заключался в выборе оптимальной периодичности проведения ГДИС. Авторами было показано, что для гидродинамически связанной зоны пласта D1or1 при интенсивном темпе падения пластового давления необходима большая периодичность исследований для контроля энергетического состояния, а именно один раз в квартал, так как уменьшение частоты проведения замеров $P_{пл}$ приводит к потере информативности и невозможности определения связности между скважинами (рис. 2).

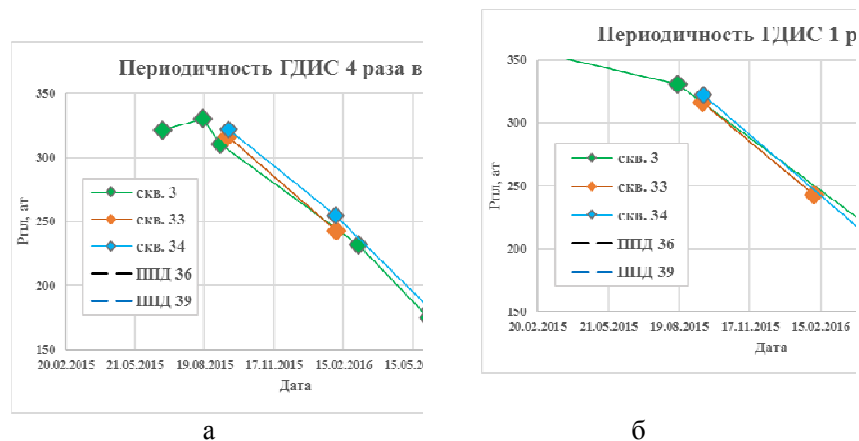


Рис. 2. График темпа падения $P_{пл}$ при периодичности проведения ГДИС 4 раза в год – а; б – график темпа падения $P_{пл}$ при периодичности проведения ГДИС 1 раз в год

Также в работе приведены расчеты минимального количества скважин, необходимого для достаточного охвата по площади пласта D1or1 месторождения им. Р. Требса исследованиями по методике В.Д. Лысенко [1], которая позволяет обеспечить минимальную необходимую надежность комплекса исследований, исходя из коэффициента неоднородности по продуктивным параметрам пласта. По расчетам, на рассматриваемом выше гидродинамически связанном участке общее число скважин, необходимых для исследования со-

гласно распределению $K_{\text{прод}}$, составляет две единицы при коэффициенте надежности 0,667.

Для иллюстрации экономической эффективности предложенной методики авторами приведены расчеты (в относительных единицах), основанные на периодичности проведения ГДИС, количества скважин-кандидатов опорного фонда, а также средних потерь по добыче нефти на проведение одного исследования.

Потери по добыче нефти, при условии исследования 100 %-ного фонда скважин с периодичностью четыре раза в год согласно РД-153-39.0-109.01 (1), могут быть рассчитаны следующим образом:

$$S_{PD} = 4 \cdot N \cdot X, \quad (1)$$

где N – количество скважин-кандидатов (100 %-ный охват), шт; X – средние потери по добыче нефти на проведение исследований, усл. ед.

Потери по добыче нефти на проведение исследований согласно внутреннему локальному регламенту (2) при условии, что фонд скважин опорной сети должен составлять не менее 25 % от общего эксплуатационного фонда на начальной стадии разработки месторождений [2]:

$$S_{\text{лок.док-т}} = 1/2 \cdot 0,25N \cdot X. \quad (2)$$

Потери по добыче нефти на проведение исследований согласно предложенной методике (3):

$$\text{Метод Лысенко} = 4 \cdot 0,25N \cdot X. \quad (3)$$

На рис. 3 приведен график зависимости потерь по добыче нефти при проведении ГДИС от информативности, из которого видно, что минимальные потери достигаются при выборе количества скважин и периодичности проведения ГДИС согласно внутреннему регламенту. Однако при этом информативность минимальна и составляет 0,1, которая свидетельствует о невозможности решения задач при контроле за разработкой (в частности, определения гидродинамической связности пласта и эффективности системы ППД). И наоборот, при выборе скважин-кандидатов согласно РД-153-39.0-109.01 достигается максимальная информативность исследований, однако потери

при этом максимальные. Оптимальное соотношение потери нефти – информативность достигается при планировании объема ГДИС и периодичности согласно предложенному авторами принципу планирования опорной сети.



Рис. 3. График зависимости информативности и потерь по добыче жидкости при проведении исследований

Предложенный принцип планирования опорной сети скважин показал свою эффективность при решении задач контроля за разработкой нефтяных месторождений с зональным распределением продуктивных свойств, так как позволяет снизить общие затраты на проведение исследований и при этом не происходит потери информативности о текущем энергетическом состоянии пластов.

Литература

1. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 516 с.
2. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промысловые технологические исследования скважин: учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. 476 с.