

**ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ИЗМЕНЕНИЯ
ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ГРАНИТОИДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**

Тю Ван Лыонг, Нгуен Хыу Ня

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Пластовое давление является одним из важнейших показателей разработки нефтяных и газовых месторождений. Авторы исследуют особый тип коллектора относящийся к гранитоидам и отличающийся от других коллекторов в терригенных и карбонатных породах. В статье приводятся результаты исследований распределения и изменения пластовых давлений в гранитоидных коллекторах.

Ключевые слова: *гранитоидный коллектор, пластовое давление, давление насыщения, фундамент, северный свод, центральный свод, месторождение Белый Тигр*

Пластовое давление $P_{пл}$ – давление, эквивалентное гидростатическому напору пластовых вод от поверхности месторождения до глубины залежи. Однако, это справедливо только для небольших глубин ($H \leq 3000$ м), т.к. динамика свободных гравитационных вод на различных глубинах литосферы различна [1]. На больших глубинах природа пластовой энергии иная и определяется не только высотой закрытости недр, но и эндогенными процессами, которые происходят в недрах Земли, и обусловлены механической, химической, электрической, магнитной, тепловой и др. энергиями.

Отметим, что залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» располагается на глубине свыше 3000 м (абсолютная отметка кровли фундамента составляет минус 3050 м), т.е. залежь фундамента находится на больших глубинах. Таким образом, определение особенностей распределения пластовых давлений в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр», по которому накоплен огромный объем разнообразной информации, имеет не только научный, но и практический интерес, тем более, что в такой залежи не обнаружено подошвенных вод [1, 3].

В.А. Кошляком предложена классификация градиентов пластового давления (в разрезах скважин): нормальное (градиент 0,097-0,12 атм/м), повышенное (0,12-0,13 атм/м), аномально высокое пластовое давление (АВПД, с градиентом свыше 0,13 атм/м) и аномально низкое пластовое давление (АНПД, с градиентом менее 0,097 атм/м).

Влияние АНПД на технологию бурения, освоение скважин, коллекторские свойства было рассмотрено на примере Ново-Узыбашевского месторождения во франско-фаменских рифах Башкирии. Изучению АВПД посвящены многочисленные публикации [1]. Однако, к настоящему времени вопрос о характере распределения и изменения пластовых давлений в массивных залежах нефти вообще, в гранитоидных коллекторах в частности, рассмотрен только В.А. Кошляком, работа которого издана в 2002 г.

Практика показывает, что приведенные значения $P_{пл}$ в крупных массивных залежах не отражают реального распределения энергии по разрезу массива. Поэтому были проанализированы все значения давлений в скважинах. Отметим, что в крупных гранитоидных коллекторах изменения $P_{пл}$ по глубине рассматривались относительно условного гидростатического давления $P_{гс}$, соответствующего гидростатическому напору воображаемого столба пресной воды с градиентом давления, равным 0,1 атм/м.

Для месторождения «Белый Тигр» установлена следующая закономерность в изменении $P_{пл}$ по глубине, которая схематично показана на рис. 1, кривая 2 [1]. Зависимость 1 отражает изменение $P_{гс}$ по глубине.

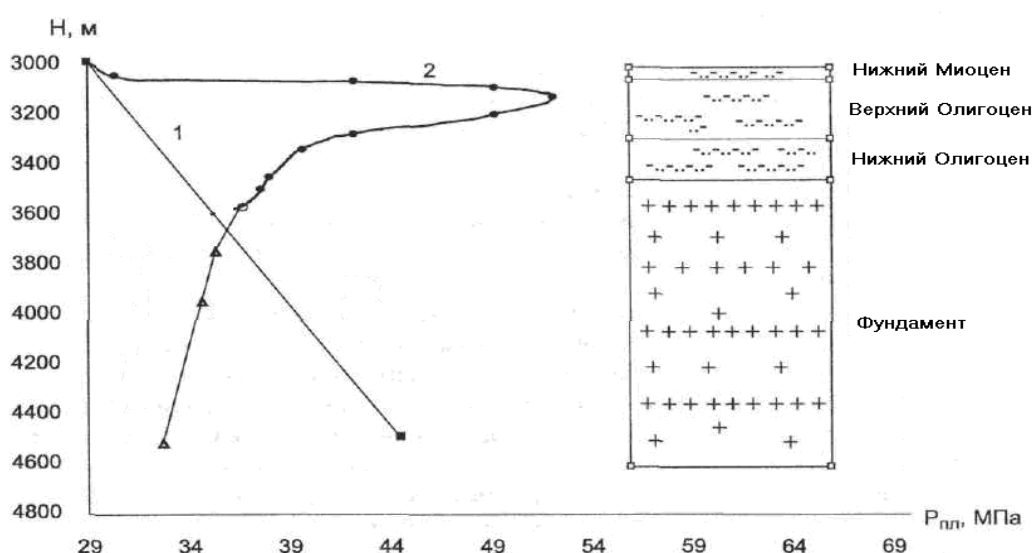


Рисунок 1. Схема изменения пластовых давлений по разрезу месторождения «Белый Тигр»:

1 - гидростатическое давление; 2 - реальное пластовое давление

Из рис. 1 видно, что:

- пластовое давление в верхней части терригенного разреза и в залежах нижнего миоцена прямо пропорционально глубине залегания залежи, т.е. давление нормальное;

- аномально высокое пластовое давление проявляется в глинах и песчаниках верхнего олигоцена;

- повышенное пластовое давление проявляется в залежах нефти в терригенных отложениях нижнего олигоцена;

- пластовое давление в кровельной части гранитоидного массива залежи фундамента повышенное или близкое к нормальному;

- происходит снижение пластовых давлений относительно $P_{гс}$ при углублении скважины в недра месторождения.

Особенно важно подчеркнуть, что залежь фундамента месторождения «Белый Тигр» разделяют на 2 свода (или 2 блока): Северный и Центральный. Имеющиеся материалы свидетельствуют о том, что гидродинамическая связь между этими блоками очень слабая и, естественно, определяется степенью значительной неоднородности залежи.

Закономерность изменения давления насыщения от глубины в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» выражается следующим уравнением:

$$P_{нас} = 0,003378 \cdot H + 34,73 \quad , \quad (1)$$

где $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, МПа;

H – глубина, значение которой принимает отрицательный знак (например, -3050 м).

Графическая зависимость давления насыщения нефти газом $P_{нас}$ от глубины в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» приведена на рис. 2.

Извлечение нефти при режиме растворенного газа происходит при падении пластового давления ниже давления насыщения. При этом происходят потери дебита нефти. Падение пластового давления в нефтяных коллекторах означает не только уменьшение коэффициента продуктивности пласта, но и увеличение газового фактора и обводненности.

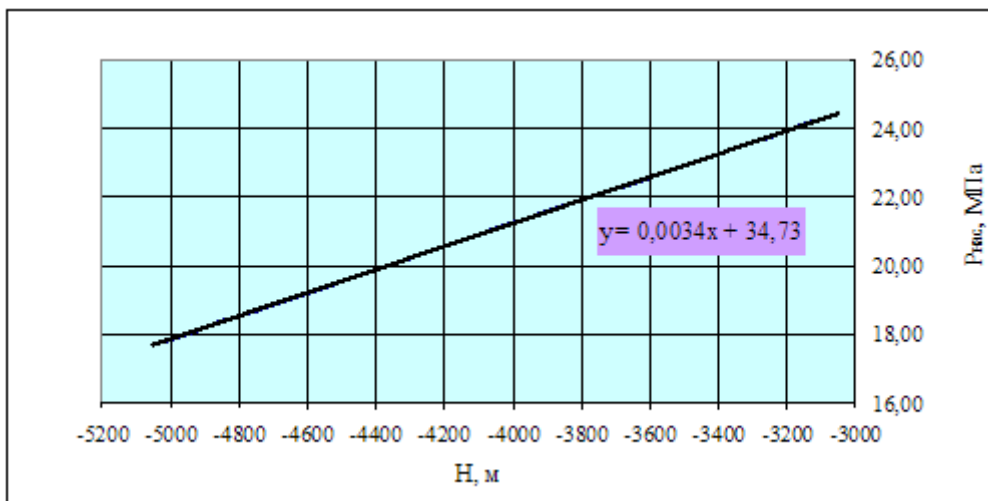


Рисунок 2. Зависимость давления насыщения нефти газом $P_{нас}$ от глубины в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

Анализ изменения пластового давления и коэффициента продуктивности залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» показывает, что при падении пластового давления коэффициент продуктивности уменьшается в несколько раз. При понижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, в призабойной зоне пласта выделяется газ, что в свою очередь вызывает снижение коэффициента продуктивности добывающих скважин по нефти. При наличии водной фазы в нефти, разгазирование приводит к образованию трехфазного течения в призабойной зоне и, следовательно, к большему снижению коэффициента продуктивности по нефти (рис. 3).

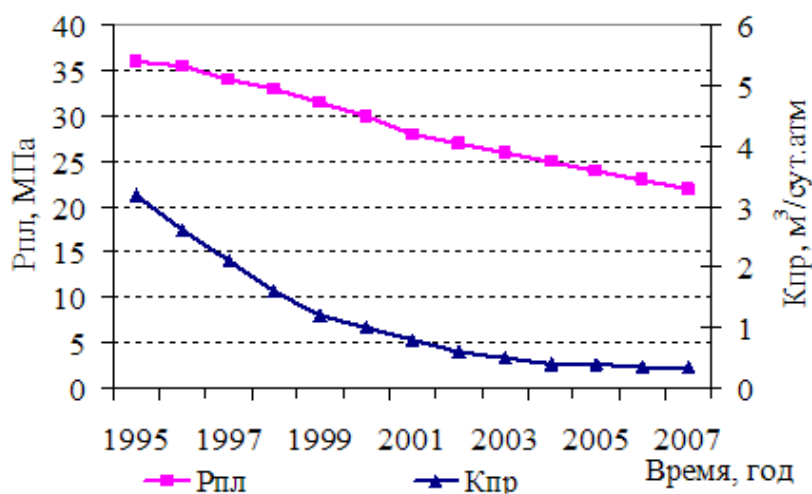


Рисунок 3. Изменение коэффициента продуктивности при падении пластового давления в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

Отметим, что режим растворенного газа является одним из самых неэффективных режимов работы месторождений. Коэффициент нефтеотдачи зачастую не превышает 0,1-0,3. При режиме растворенного газа коэффициент продуктивности скважин будет переменной, зависящей от величины пластового давления.

Отсутствие мощной покрывки, перекрывающей залежи Северного свода, (толщина которой здесь составляет 10-30 м), и наличие над этой покрывкой мощной песчано-глинистой толщи нижнего олигоцена привело к тому, что пластовые давления в кровле массива и в залежах нефти нижнеолигоценного возраста практически одинаковы и имеют несколько повышенные значения [1].

Изменение пластовых давлений на Северном своде

По состоянию на 01.01.2008 текущее значение пластового давления, приведённое к условной границе кровли фундамента (абсолютная отметка минус 3050 м) на Северном своде изменяется в пределах от 50 до 160 кг/см². Минимальные значения пластового давления – 50-90 кг/см². По данным последних замеров значение пластового давления в зоне закачки воды составляет 250 – 300 кг/см², а перепад давления между зонами отборов и закачки достигает 150 кг/см². Таким образом, участки залежей нефти Северного свода, приуроченные к трещиноватым породам фундамента, обладают повышенной неоднородностью развития коллекторов.

Динамика среднего пластового давления на Северном своде приведена на рис. 4.

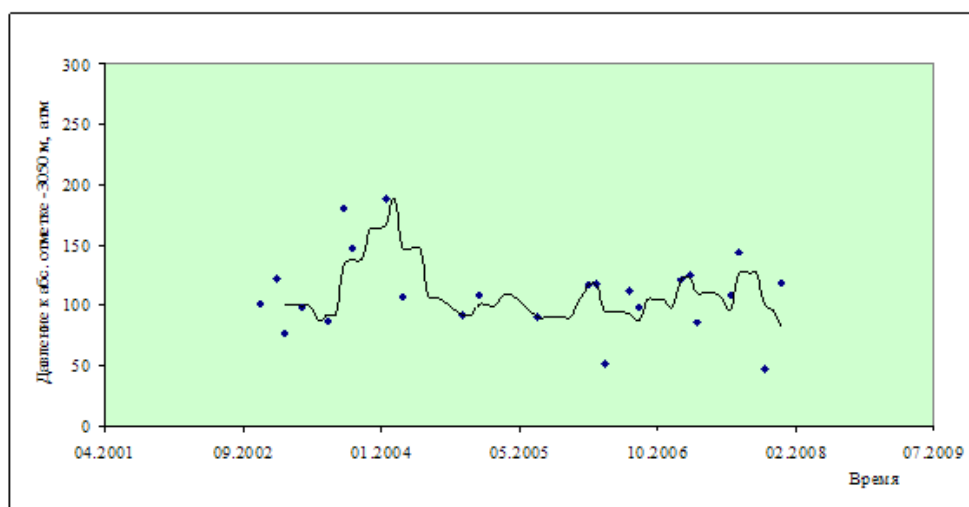


Рисунок 4. Динамика среднего давления на Северном своде залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

В настоящее время на Северном своде пластовое давление в зонах отбора добывающих скважин повсеместно понизилось ниже давления насыщения нефти газом. Доминирующими являются упругий режим и режим растворённого газа. Поэтому на Северном своде, несомненно, образуется вторичная газовая шапка.

Изменение пластовых давлений на Центральном своде

По состоянию на 01.01.2008 текущее пластовое давление, приведённое к условной границе кровли фундамента на Центральном своде изменяется в пределах от 230 до 250 кг/см².

Динамика среднего давления на Центральном своде залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» приведена на рис. 5.

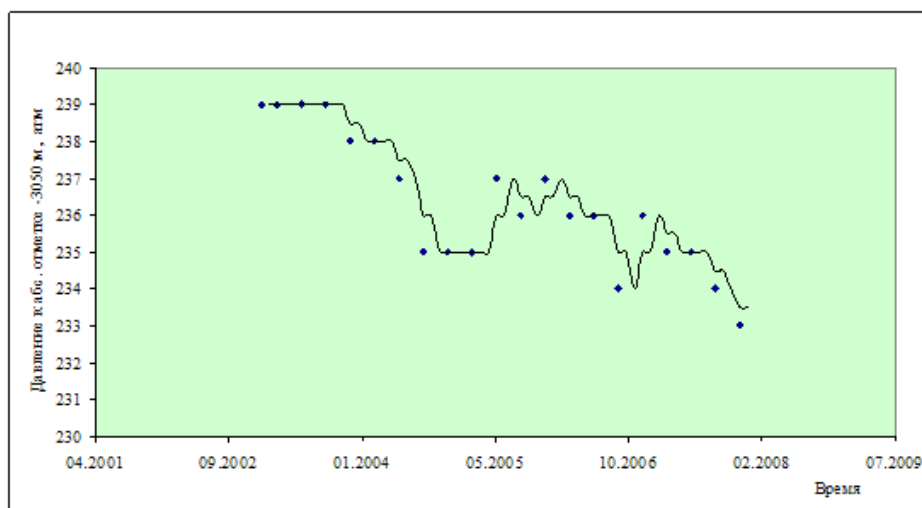


Рисунок 5. Динамика среднего давления на Центральном своде залежи фундамента месторождения «Белый Тигр»

Значения средних пластовых давлений на Центральном своде залежи фундамента больше, чем на Северном своде. Это не только связано с геологическими и термодинамическими условиями, но и с большим объемом закачки воды в пласт. Отмечается заметное увеличение объема закачиваемой воды по нагнетательным скважинам Центрального свода, начиная с 2004 г. [3]. Однако в некоторых местах Центрального свода пластовое давление тоже стало ниже давления насыщения нефти газом.

Особенно важно подчеркнуть, что Центральный свод перекрыт мощной толщей глин нижнего олигоцена. Песчаные пласты к Центральному своду выклиниваются. Поэтому в сводовой части залежей гранитоидного массива отмечаются повышенные давления, которые с глубиной снижаются. Здесь тенденция снижения давления на Центральном своде, как и на Северном своде, четко сохраняется. Однако на фоне общей закономерности отмечается неравномерность распределения пластовых давлений. Это обусловлено такими геологическими факторами, как неравномерное распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС); вариации вертикальной зональности в строении разных сводов; неравномерность современных тектонических напряжений в разных частях сводов, особенно в зонах их сочленения по активным разломам; пульсационный характер вертикальной миграции и др.

Закономерность падения пластовых давлений с глубиной в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» ставит ряд серьезных технологических проблем, требующих своего решения. К таким проблемам относятся:

- вскрытие бурением продуктивных коллекторов на больших глубинах;
- освоение коллекторов на больших глубинах;
- повышение эффективности применения каротажа продуктивности для выделения работающих интервалов и зон заводнения;
- контроль и регулирование разработки гранитоидных коллекторов.

Наличие коллекторов на больших глубинах подтверждается данными бурения, керна, геофизических исследований скважин (ГИС). Так, например, наличие поглощений в процессе бурения является прямым признаком наличия коллекторов в разрезе.

Для более четкой характеристики изменения пластовых давлений в процессе разработки залежей нефти в гранитоидах фундамента Кошляком В.А. был введен коэффициент θ , характеризующий изменение пластового давления во времени:

$$\theta = \frac{\Delta P}{t}, \quad (2)$$

где $\Delta P = P_{пл} - P_{пл.т}$;

t - время между замерами пластового давления в скважине в месяцах.

Для Центрального свода основная доля скважин имеет $\theta < 0,12$, а для Северного свода – $\theta > 0,12$. Чем выше значение, тем менее интенсивно падает давление в процессе разработки [1]. Это подтверждает, что в настоящее время темп падения пластовых давлений на Северном своде больше, чем на Центральном своде.

Из формулы (2) следует, что если текущее давление ($P_{пл.т}$) больше ранее замеренного, то θ может привести к отрицательным значениям.

Выводы

1. Изменение пластовых давлений (по разрезам залежей в гранитоидах) и их зависимость в значительной степени от неоднородности коллекторов требуют решения целого ряда технологических проблем, связанных со вскрытием, освоением продуктивных коллекторов на больших глубинах и контролем разработки методов ГИС.

2. В настоящее время на Северном своде пластовое давление в зонах отбора добывающих скважин повсеместно снизилось ниже давления насыщения. Доминирующими являются упругий режим и режим растворённого газа. Поэтому на Северном своде, несомненно, образуется вторичная газовая шапка. Для Северного свода необходимо решить ряд задач по контролю и регулированию разработки, связанных с режимом растворенного газа.

3. Во многих зонах на Центральном своде залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» пластовое давление понизилось ниже давления насыщения нефти газом, что привело к проявлению режима растворенного газа и преждевременному прекращению фонтанирования скважин. Поэтому для увеличения времени фонтанирования добывающих скважин и во избежание образования вторичной газовой шапки на Центральном своде рекомендуется не только продолжать закачку воды, но и регулировать разработку на основе метода материального баланса.

Литература

1. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Уфа.: изд-во «Тау», 2002. 256с.
2. Лебединец И.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Наука, 1997. 231с.
3. Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Фунг Дак Хай, Хоанг Ван Куи, Северинов Э.В., Иванов А.Н. Особенности геологии и разработки залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» // Нефтяное хозяйство. 2006. №6, С.24–26.