

ВЛИЯНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА АНОМАЛЬНОСТИ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Корнев А.И.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Во время бурения и разработки месторождения нефтедобывающие компании сталкиваются с рядом осложнений, которые необходимо решать. Одним из таких осложнений, с которыми столкнулись, начиная с первого половины 19 века, является наличие аномальных пластовых давлений. Из-за сверхвысоких пластовых давлений в процессе бурения возникают аварийные ситуации - искривление ствола скважины, сужение скважины из-за набухания пород, обвалы стенок скважины, прихваты буровых труб, поглощение бурового раствора. А снижение объемов добычи углеводородов в условиях аномальных пластовых давлений связаны с ухудшениями пористости и проницаемости пород-коллекторов, высокими температурами в пласте и росту обводнённости добываемой продукции.

Аномальными являются такие давления в пористых породах, содержащих флюиды, где величина не соответствует абсолютным величинам нормального (гидростатического). Параметр, который характеризует фильтрационные емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов и используется для анализа степени отклонения пластовых давлений от гидростатических, называется коэффициентом пропорциональности или аномальности давлений в пласте:

$$K_{ан} = \frac{P_{пл.}}{P_{н.гдс}}$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{н.гдс}$ – нормальное пластовое (гидростатическое) давление; [1]

За нормальное пластовое давление используют гидростатический напор столба жидкости (минерализованной воды) высотой от изучаемого пласта до уровня моря по вертикали:

$$P_{н.гдс} = g\rho_v H$$

где g – ускорение свободного падения ($9,8 \text{ м/с}^2$); ρ_v – плотность минерализованной воды, кг/м^3 ; H – абсолютная глубина залегания пласта, м.

Гидростатическое (нормальное) давление чаще применяют как условным ($P_{у.гдс}$) для удобства вычисления коэффициента аномальности пластового давления. То есть плотность для гидростатического давления воображаемого столба пресной воды берут за 1000 кг/м^3 . [2]

$$P_{у.гдс} = g \cdot 1000 \cdot H$$

Условное гидростатическое давление зависит от глубины залегания вышележащих пластов. Пластовое давление и коэффициент аномальности тоже от него зависят (Рисунок 1):

$$K_{ан} = \frac{P_{пл.}}{g \cdot 1000 \cdot H}$$

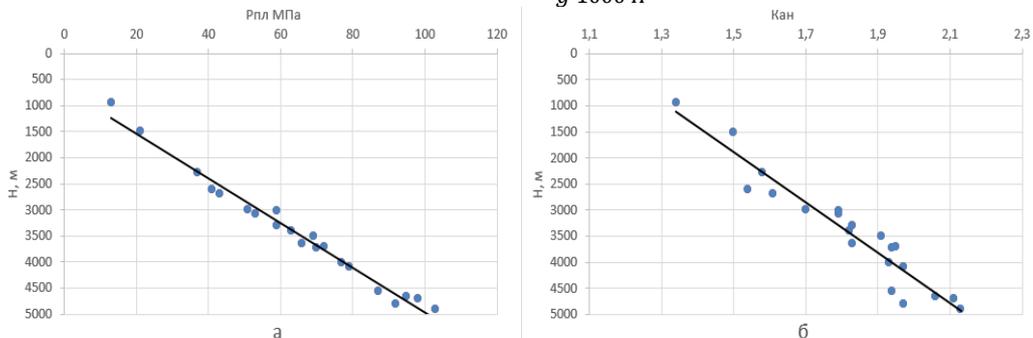


Рис.1 Зависимость пластового давления (а) и коэффициента аномальности (б) пластового давления от глубины залегания пласта в верхнеюрской толще Восточно-Кубанской впадины

Гидростатическое давление определяют на том основании, что рассматриваемая зона исследования пластовых давлений является инфильтрационной водонапорной системой, так как в водонапорной системе предполагают наличие залежей УВ с разными давлениями пласта при одной и той же глубине залегания продуктивных залежей. Это способствует пропорциональному повышению начального пластового давления с ростом глубины залегания пласта. А соответственно, гидростатическое давление становится условным, когда приблизительно есть соответствие глубины залегания пласта и пьезометрической высоты при давлении преимущественно одной и той же жидкости (минерализованной воды).

Пластовые давления в зависимости от показаний коэффициента аномальности классифицируют на: аномально высокие пластовые давления (АВПД), с $K_{ан} > 1,3$, повышенные пластовые давления ($1,3 > K_{ан} > 1,1$) и АНПД ($K_{ан} < 0,9$). Ряд исследователей выделяют еще пониженное пластовое давление ($0,9 < K_{ан} < 1$). [3] Если АВПД образуется преимущественно естественными способами (уплотнение осадков, гидрогеологические, тектонические и т. д.), то АНПД помимо геологических причин появления (растяжение или сжатие отдельных участков земной коры, низкие уровни подмерзлотных вод, которые связаны с деградацией мерзлой толщи при ее оттаивании внизу в течение многих лет) имеют и искусственные причины образования при добыче УВ: истощение залежей, обводненность добываемой продукции и т. д., тем самым увеличивая рост падения давления. А от геологических факторов образования

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

аномальных зон пластовых давлений зависят ФЕС. Последний и дает основание для появления зон, где текущие пластовые давления не совпадают с гидростатическим или начальным пластовым давлениями.

ФЕС имеет непосредственное влияние на коэффициент аномальности пластового давления. В этом можно убедиться на примере нескольких месторождений и их залежей в таблице. [4]

Таблица

Основные характеристики продуктивных пластов-коллекторов с аномальными пластовыми давлениями на месторождениях РФ

Месторождение	Возраст и индекс залежи	Открытая пористость, %	Проницаемость, мД	Коэффициент аномальности
Уренгойское	Ачимовская толща	17,5	53	2,31
		13,8	20	2,15
Нижнеомринское	Пашийский, 1а	19,00	785,0	0,91
		20,00	1550,0	0,87
	Старооскольский, 1а	19,80	285,0	0,78
		21,00	3560,0	0,87
Верхнеомринское	Старооскольский, 1а	20,00	750,0	0,91
Среднесерчейюское	Нижнетриасовые	30,00	94,00	0,93

Анализируя полученные данные, становится заметно, как сильно отличаются открытая пористость и проницаемость при АВПД и АНПД (эти зоны прослеживаются через $K_{ан}$). Самое главное, что можно отметить, исследовав основные вышеперечисленные параметры, влияющие на изменение коэффициента аномальности пластовых давлений – это показание последнего на динамику темпа падения текущего пластового давления разрабатываемой залежи (Рис. 2).

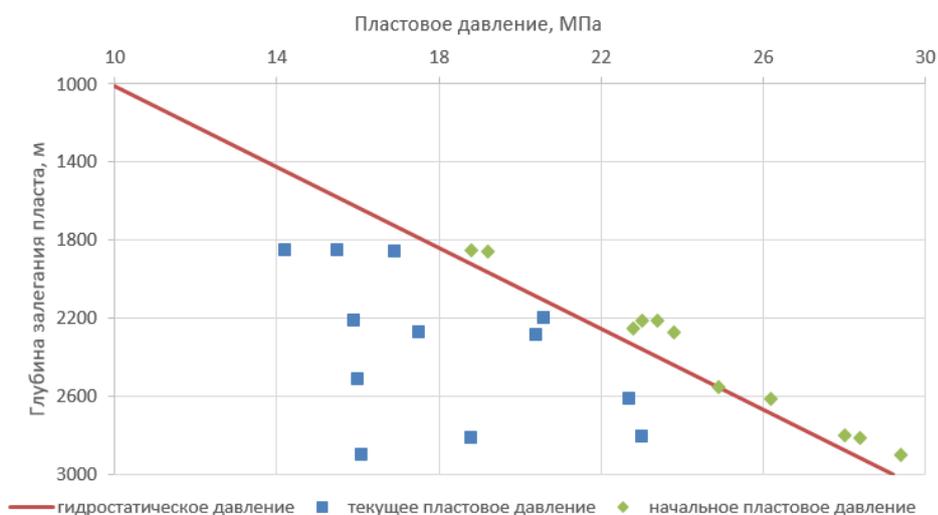


Рис.2 Динамика снижения пластовых давлений на месторождениях Когалымского региона (Западная Сибирь)

Основные показатели, которые отражаются коэффициентом аномальности пластовых давлений: глубина залегания пласта, гидростатическое давление (учитывается плотность минерализованной воды), ФЕС (пористость, проницаемость) и геологические условия месторождения (наличия водонапорных систем и зон АВПД и АНПД). Постоянный мониторинг данных параметров позволяют регулировать коэффициент аномальности и динамику роста падения пластового давления путем применения в бурении технологии равновесного вскрытия горизонта пласта с использованием пенообразующих жидкостей для сохранения коллекторских свойств пласта и цементирования с помощью азрированных тампонажных растворов для крепления скважины и образования сплошности цементного кольца, а также методов поддержания пластового давления (ППД) и корректировки сетки скважин для увеличения продолжительности жизни месторождения, объемов добычи углеводородов и предотвращения аварийных ситуаций.

Литература

1. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений В.П. Овчинников, В.М. Гребенчиков: Учеб. пособие для вузов. - Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2010 г.
2. Свинццкий С. Б. О практическом использовании коэффициента аномальности пластового давления. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: Изд-во «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина» – Москва, 2011 г.
3. Линецкий В. Ф. Аномальные пластовые давления как критерий времени формирования нефтяных залежей. Проблемы миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений. – М.: Гостоптехиздат, 1959 г.

4. Турицына М. В. Гидродинамическое обоснование применения газожидкостных смесей для вскрытия пластов с аномально низкими давлениями: автореферат дис. ... кандидата технических наук – Санкт-Петербург, 2003 г.

ВЛИЯНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НАСЫЩЕННЫХ РАСТВОРОВ ГЛИКОЛЕЙ

Кулаков М.В.

Научный руководитель - доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Осушка газа является одним из немаловажных этапов процесса его подготовки. На большинстве месторождений северной части России для этой цели применяется абсорбционная технология. Наиболее распространенным абсорбентом считается диэтиленгликоль (ДЭГ), но также применяется и триэтиленгликоль (ТЭГ). В результате процесса абсорбции получается не только подготовленный газ, но и насыщенный водой и компонентами газа раствор гликоля, который поступает на регенерацию для возможности повторного его использования.

В процессе эксплуатации любого месторождения рано или поздно возникает ситуация, когда давление сырьевого потока, зависящее напрямую от пластового давления, начинает снижаться. Особенно это сказывается на газовых месторождениях, для которых отсутствует этап постоянных максимальных отборов газа. Для них, после наращивания объемов добычи до максимального значения происходит снижение как объемов добываемого сырья, так и давления потока. В результате, значительная часть времени эксплуатации газовой залежи или месторождения происходит при постоянном снижении пластового давления. Снижение давления добываемого природного газа влечет повышение его равновесной влагоемкости, а также больший вынос механических примесей. Важность задачи поддержания качества подготовки газа повышается. В связи с этим актуален вопрос изучения изменения свойств осушающих реагентов в условиях проведения процесса абсорбционной осушки газа при разных давлениях.

Целью данной работы является анализ изменений реологических свойств осушающего реагента на выходе из абсорбера в процессе эксплуатации залежи. В качестве осушающего реагента выбраны ди- и триэтиленгликоль. Отслеживание изменений произведено на основе модели технологической схемы подготовки природного газа, построенной в моделирующей системе «Honeywell UniSim Design Suite», изображенной на рисунке 1.

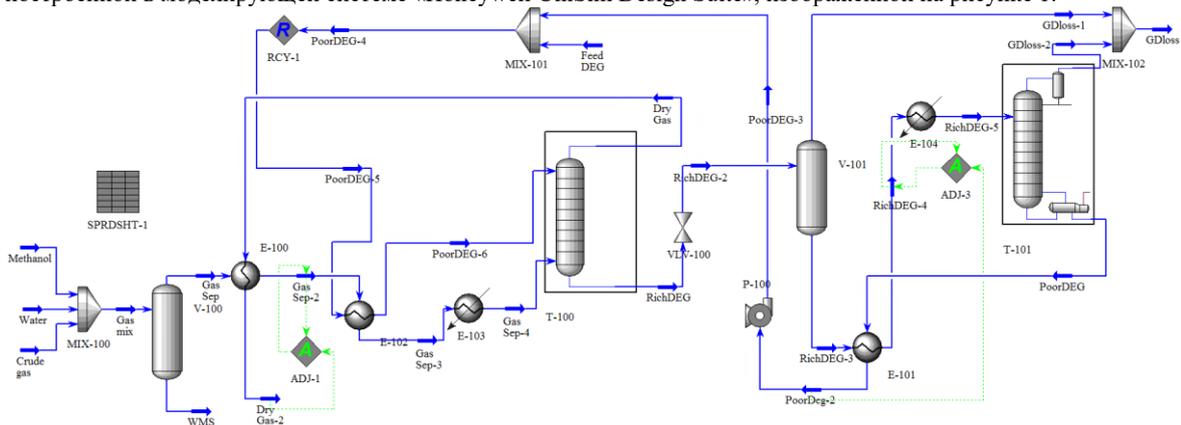


Рис. 1 Модель технологической схемы абсорбционной осушки газа в UniSim Design R460

V-100 – Пробкоуловитель; E-100, 101, 102, 103, 104 – Теплообменники; T-100 – Колонна абсорбции; T-101 – Колонна регенерации гликоля

В качестве исходного сырьевого потока был принят газ следующего состава и характеристик:

Таблица

Состав (% мол.) и характеристики сырьевого потока газа

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆₊	N ₂	CO ₂	CH ₂ O, г/м ³	C _{SH3OH} , г/м ³	T, °C	Q, кмоль/ч
91,06	3,78	0,49	0,49	0,18	0,26	0,08	1,86	1,41	0,40	10	0,2	0	5000

Давление в системе осушки напрямую зависит от давления потока газа и находится в диапазоне его возможных значений. В рамках данного исследования выбран диапазон 300–10000 кПа. Температура контакта постоянна и составляет 10°C. Давление и температура в колонне регенерации абсорбента равны 50–70 кПа и 105–163°C (80–100 кПа и 105–205°C – для триэтиленгликоля) в верхней части и в кубе колонны соответственно. Расход гликоля в системе осушки 4 м³/ч. В результате снижения давления потока сырого газа его равновесное влагосодержание повышается, вследствие чего повышается объем влаги, поглощенной гликолем в процессе