

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, Э.Б.Велиева, А.З.Гасанов, 2012

**ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ
В ДЛИТЕЛЬНО-РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
АБШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА
(на примере месторождения Гала)**

А.А.Фейзуллаев, Э.Б.Велиева, А.З.Гасанов

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье приводится анализ особенностей изменения пластовых давлений в длительно разрабатываемых залежах для месторождений Абшеронского полуострова в целом и более детально на примере месторождения Гала. Показано, что многолетняя разработка месторождений привела к существенному падению пластовых давлений. Уровень падения давлений, несмотря на мероприятия по поддержанию давления в резервуаре путем закачки в пласт воды, на период 01.01.2009 года составил от 18,5 до 94,3% от первоначальных значений давлений. На примере истории разработки месторождения Гала дан более детальный анализ проблемы.

Введение

Как известно, одним из важнейших физических параметров, контролирующих многие процессы в недрах Земли, является флюидное давление. В зависимости от природных (история геологического развития бассейна, особенности его геологического строения, вещественный состав и мощность слагающих его пород, активность геодинамических процессов) и техногенных (длительность и темп разработки залежей нефти и газа) факторов механизм формирования флюидного давления, структура и уровень его изменения в системе порода-флюид существенно различаются.

Установлено, что для бассейнов, где происходило длительное и устойчивое прогибание, наблюдалась высокая скорость осадконакопления и сформировалась мощная (более 10 тыс. м) осадочная толща с преобладанием в разрезе непроницаемых пластичных пород, характерно развитие аномально-высоких поровых давлений (АВПоД). АВПоД в свою очередь отражаются аномально-высокими пластовыми давлениями (АВПД) в резервуарах, сопряженных с флюидизированными нефтегазоматеринскими породами.

Однако при длительной разработке месторождений из недр извлекаются большие объемы нефти, газа и сопутствующей пластовой воды, в связи с чем естественные давления в резервуарах существенно падают (Poland and Davis, 1972; Mes, 1990; Chilingar et al., 1995 и др.). Давления в истощенных месторождениях, будучи, как правило, на 50-80% ниже гидростатического давления (Ryder et al., 1995), классифицируются как аномально-низкие пластовые давления (АНПД) (Кошляк, 2002; Huffman and Bowers, 2002 и др.).

Как АВПоД/АВПД, так и АНПД являются причиной осложнений при бурении скважин и разработке месторождений. Кроме того, АВПоД провоцируют формирование диапиризма/грязевого вулканизма, а АНПД – проседание грунта на промышленных территориях и их подтопление, а также нанесение ущерба инфраструктуре (поломка скважин, платформ и т.д.).

Важно отметить, что проблема АВПоД/АВПД (причины их формирования, закономерности распространения и прогноз) достаточно хорошо изучена многими исследователями и в том числе применительно к Южно-Каспийскому бассейну. Однако проб-

лема АНПД и его влияние на параметры резервуара изучены в Азербайджане слабо. Вместе с тем следует отметить ряд работ, в которых рассмотрено изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов и продуктивности скважин в процессе разработки месторождений Азербайджана, что фактически отражает влияние падения давления (Абасов и др., 1979; 1997; 2001).

В данной статье для месторождений Абшеронского полуострова в целом и более детально на примере месторождения Гала дан анализ особенностей изменения пластовых давлений в длительно разрабатываемых залежах и их связи с другими параметрами резервуара.

Результаты исследований

Богатейшие нефтяные месторождения Абшеронского полуострова эксплуатируются уже более века. Впервые разработка промышленным способом здесь была начата в 1871 году на месторождении Балаханы-Сабунчи-Рамана. За период разработки месторождений Абшерона из недр было извлечено более миллиарда тонн нефти (без учета попутных газов и сопутствующей пластовой воды), и на сегодняшний день все месторождения существенно истощены. Как показал выполненный анализ, первичные пластовые давления на месторождениях Абшерона (по данным около 15 месторождений) в целом соответствовали гидростатическому давлению. Однако длительная разработка месторождений привела к существенному падению пластовых давлений в резервуарах (рис.1).

Уровень падения давлений, несмотря на мероприятия по поддержанию давления в резервуаре путем закачки в пласт воды, на период 01.01.2009 г. составил от 18,5 до 94,3% от первоначальных значений давлений. По мнению D.Moos and C.Chang (1998), закачка в пласт воды, а также другие методы поддержания пластового давления, применяемые на многих месторождениях мира, позволяют восстановить давление не более чем на 10%, одной из вероятных причин этого является уплотнение резервуара.

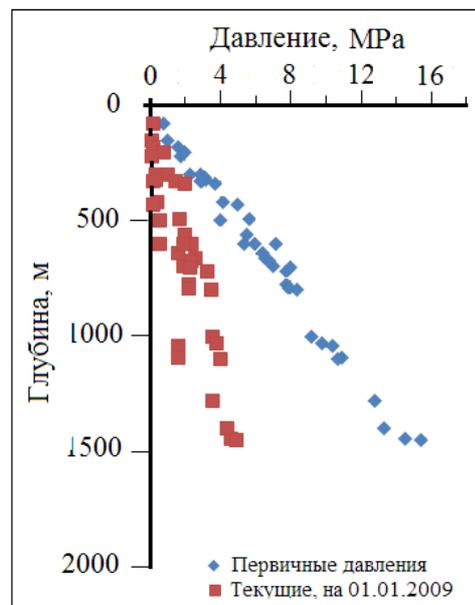


Рис. 1. Изменение начальных и текущих (на 01.01.2009) пластовых давлений с глубиной на месторождениях Абшеронского полуострова

Ниже приводятся результаты детального анализа проблемы на примере месторождения Гала.

Месторождение нефти и газа Гала расположено на востоке Абшеронского полуострова, примерно в 20 км от Баку. Оно приурочено к спокойной брахиантиклинали, вытянутой и полого погружающейся в ЮВ направлении. Складка классифицируется как структура «закрытого» типа; нефтеносные пласты здесь не размыты. Месторождение включает две эксплуатационные площади: Гала и Старая Гала, приуроченные соответственно к СЗ и ЮВ частям месторождения. На поверхности углы падения крыльев складки не превышают 4-6⁰; с глубиной они возрастают до 10-15⁰, а на ЮЗ крыле – даже до 45-50⁰, что указывает на значительную асимметрию антиклинальной складки. Структура осложнена рядом поперечных ступенчатых сбросов, развитых преимущественно в пределах сураханской, сабунчинской и верхов балаханской свит, с амплитудами, не превышающими 80 м. Основным является сброс, секущий складку почти в широтном направлении, с амплитудой 40-80 м. Опущенная по этому сбросу СЗ периклиналь складки отличается интенсивным нефтенасыщением подкирмакинской (ПК) и кирмакинской (КС) свит (рис.2).

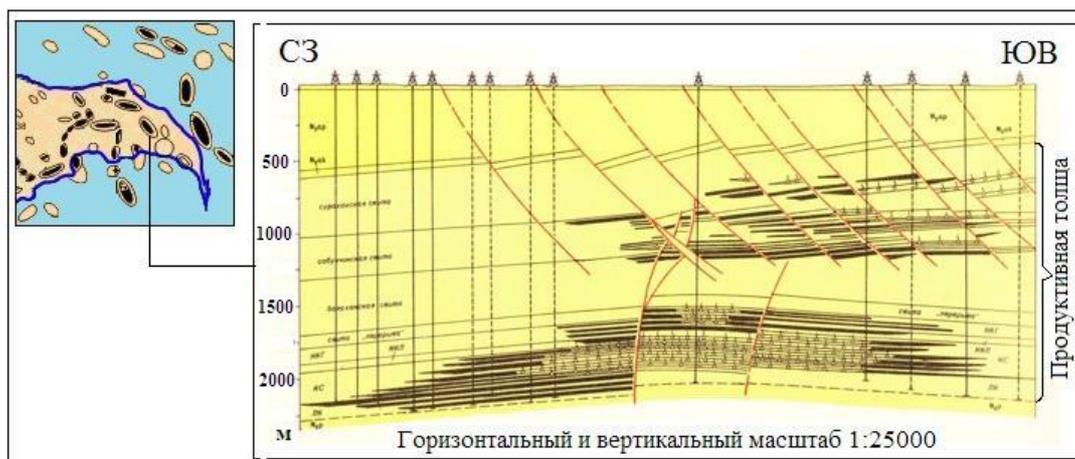


Рис. 2. Геологический профиль, проходящий через месторождение Гала

Глубоким бурением были вскрыты полный разрез продуктивной толщи (ПТ) и частично отложения понта. Вскрытый разрез представлен чередованием пластов различной мощности, состоящих в основном из песчаников, глин и их смеси.

Глубина залегания ПТ изменяется в пределах 650-2435 м. Мощность ПТ в пределах крыльевых и сводовой частей складок увеличивается в ЮВ направлении от 1750 до 2500 и более метров (Мирчинк, 1954).

Петрофизические свойства продуктивных пластов изменяются в широких пределах. Так, пористость пород в горизонтах верхнего отдела ПТ изменяется в пределах 24-26%, нижнего – 19-25%, а проницаемость – соответственно 139-500 мД и 30-320 мД.

Первые поисково-разведочные скважины, заложенные в 1924 году на площади Старая Гала, при опробовании верхних горизонтов ПТ дали газ. Мощный нефтяной фонтан из пласта D сураханской свиты был получен лишь в 1932 году в скважине №20. Скважина была введена в эксплуатацию с суточным дебитом нефти 400-500 тонн. Очередная пробуренная скважина №17 начала эксплуатироваться фонтанным способом с суточным дебитом 1500-2000 тонн нефти из V горизонта балаханской свиты.

В 1933 году была выявлена нефтеносность основных горизонтов верхнего отдела ПТ (до VI горизонта включительно).

Вскрытие и опробование горизонтов нижнего отдела ПТ началось в 1934 году, когда из надкирмакинской песчанистой свиты (НКП) были получены мощные газонефтяные фонта-

ны. В 1935 году были получены фонтаны из ПК свиты. Нефтегазоносность КС впервые была установлена в 1937 году с введением в эксплуатацию скважины №507 с суточным дебитом 10,0 тонн нефти. Ее разведка продолжалась до 1940 года, в результате было установлено, что КС наиболее насыщена нефтью и газом на СЗ периклинали и СВ крыле складки, где было выявлено 12 эксплуатационных объектов. В наиболее приподнятой части складки почти во всех этих объектах было установлено наличие газовых шапок. КС на ЮЗ крыле и своде складки, отделенных от СЗ периклинали сбросом большой амплитуды, оказалась богатой ресурсами газа высокого давления. Интенсивное насыщение газом характерно для абшеронской и всех верхних слоев сураханской свиты.

Нефть из галинской свиты (КаС) была получена в 1940 году из двух горизонтов, эксплуатация которых началась в 1941 году. КаС является важным нефтеносным объектом в южной части месторождения (площадь Старая Гала), где содержатся стратиграфические залежи нефти и газа.

Таким образом, за исключением I горизонта сураханской, X горизонта балаханской свит, а также свиты «фасиля», все остальные горизонты/свиты ПТ нефтегазоносны. На начальном этапе разработки месторождения во многих скважинах наблюдались газовые фонтаны из абшеронской свиты.

В месторождении Гала добываются в основном легкие нефти, дающие выход светлых фракций от 23 до 57%. Плотность нефтей месторождения изменяется в преде-

лах 0,822-0,892 г/см³ (Мирчинк, 1954).

Пластовые воды месторождения в верхней части ПТ (до надкирмакинской песчаной) щелочные, высокой минерализации. С глубиной минерализация пластовой воды закономерно уменьшается (рис.3).

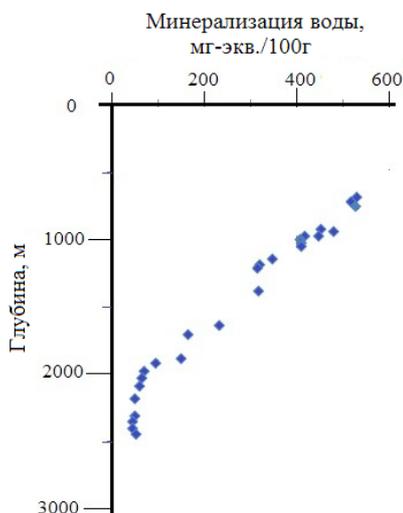


Рис. 3. Изменение минерализации воды с глубиной в разрабатываемых эксплуатационных объектах месторождения Гала

Месторождение Гала разрабатывается по системе «снизу-вверх». На 01.01.2007 год здесь было пробурено более 1500 скважин различного назначения, большинство из которых (87,0%) было ликвидировано; в эксплуатационном фонде остались 203 скважины, из которых действующими были лишь 96 скв., остальные 107 числились как бездействующие. Максимальная добыча нефти приходится на 1938 год, что составляет около 8% от сум-

марного объема добытой на месторождении нефти. В последние годы добыча остается стабильно низкой (в среднем на одну скважину около 1,4 т/сут). Степень обводненности месторождения составляет 95,6%.

Анализ особенностей изменения пластовых давлений в процессе разработки месторождения Гала основывается на данных измерений на 01 января нижеследующих годов: 1935 (начало разработки), 1951, 1987 и 2009. Рассмотрены также данные начальных (1935) и текущих (1987) замеров пластовой температуры и газового фактора. При интерпретации этих данных были использованы имеющиеся сведения о гранулометрическом составе, емкостно-фильтрационных свойствах пород резервуаров, плотности нефтей и гидрохимической характеристике пластовой воды.

Сравнение данных замеров пластовых давлений на месторождении Гала в вышеуказанные годы показало нижеследующее:

Первичные пластовые давления на месторождении Гала, как и на других месторождениях Абшеронского полуострова, соответствуют гидростатическому (рис.4).

После начала разработки месторождения пластовые давления упали ниже гидростатического. Причем падение давления было наиболее интенсивным в первые годы эксплуатации месторождения, в последующие годы характер этого падения (как качественно, так и количественно) изменился незначительно (рис.4). Это наглядно видно из сравнения гистограмм распределения значений темпа падения пластовых давлений для периодов 1935-1951 гг. и 1951-1987 гг. (рис.5).

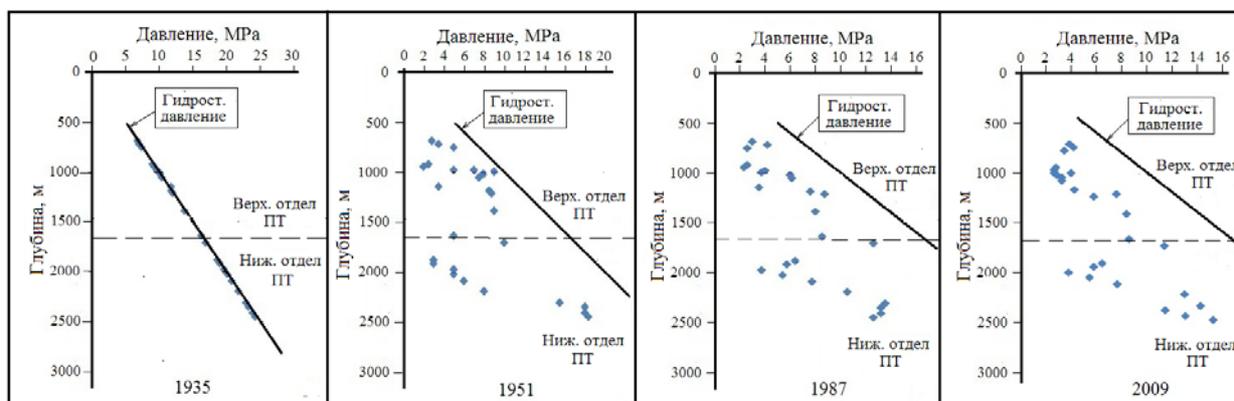


Рис. 4. Тренд изменения пластовых давлений с глубиной в процессе разработки месторождения Гала

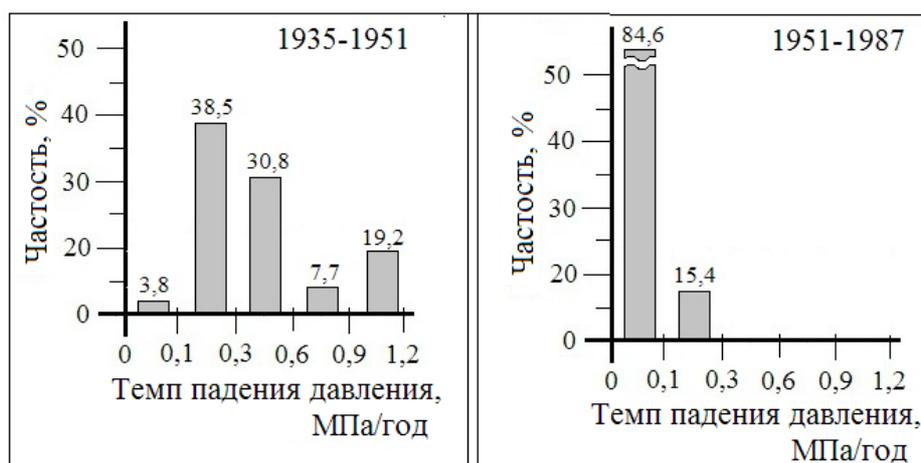


Рис. 5. Гистограммы распределения значений темпа падения пластовых давлений на месторождении Гала за период 1935-1951 гг. и 1951-1987 гг.

Характер (рис.4) и темп падения пластовых давлений в верхнем и нижнем отделе ПТ отличаются друг от друга. Темп падения пластовых давлений в нижнем отделе ПТ выше, чем в верхнем отделе, что наглядно видно из приведенных на рис. 6 гистограмм.

Одной из главных причин данного явления может быть различная интенсивность отбора флюидов из эксплуатационных объектов двух отделов ПТ. Однако нельзя исключать и определенную роль существующего различия в плотности нефтей этих отделов.

В целом, нефти верхнего отдела ПТ относительно более легкие ($0,864 \text{ г/см}^3$) по сравнению с нефтями нижнего отдела ($0,875 \text{ г/см}^3$). Это наглядно видно и на сравнительных гистограммах распределения значений плотности нефтей верхнего и нижнего отделов ПТ (рис.7).

Отмечается неравномерное изменение по стратиграфическому разрезу ПТ месторождения Гала текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно их начальных (на 01.01.1935 г.) значений (рис.8).

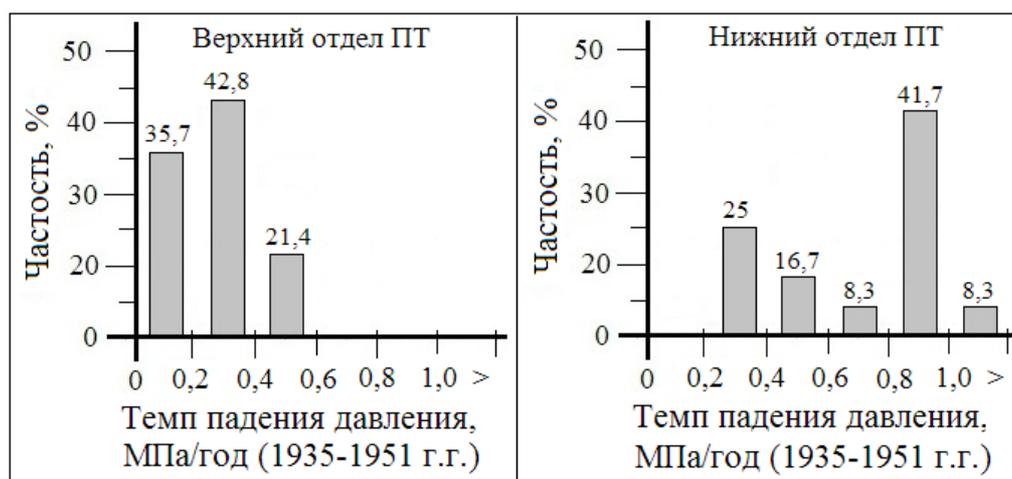


Рис. 6. Темп падения пластового давления в эксплуатируемых объектах верхнего и нижнего отделов ПТ на месторождении Гала в период его разработки с 1935 по 1951 гг.

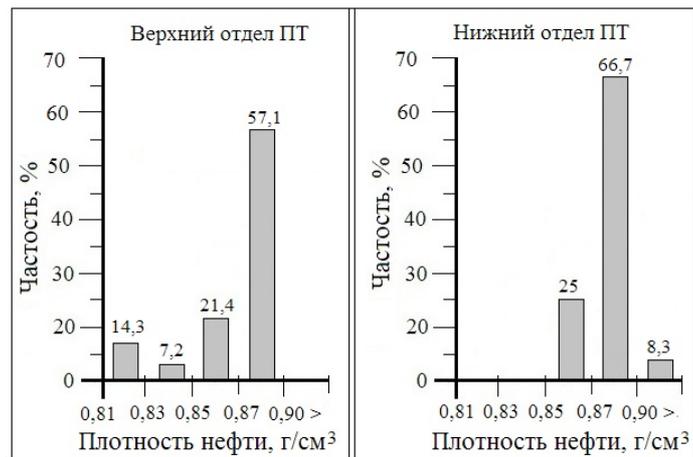


Рис. 7. Гистограммы распределения значений плотности нефтей верхнего и нижнего отделов ПТ месторождения Гала

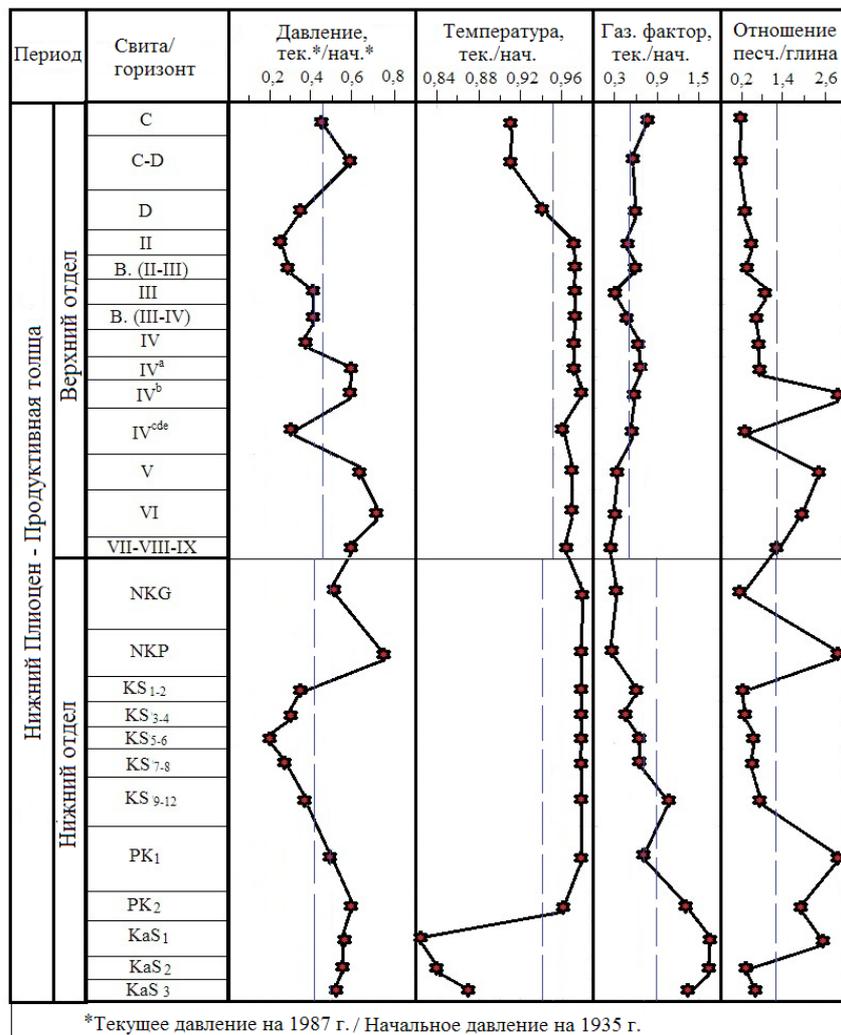


Рис. 8. Изменение по стратиграфическому разрезе ПТ месторождения Гала текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно начальных (на 01.01.1935 г.) их значений, а также коэффициента песчаности пород

Наибольшее падение пластового давления отмечается в горизонтах D, II, B(II-III) и IVcde верхнего отдела ПТ и свите KS нижнего отдела ПТ. Четкой корреляции между изменениями пластовых давлений, температур и газового фактора не наблюдается (рис.8). Как следует из представленного на рис. 9 графика, в процессе длительного периода (более 50 лет) разработки месторождения Галя пластовые температуры и температурный градиент существенно не изменились.

В начале разработки месторождения Галя, когда пластовое давление соответствовало гидростатическому, газовый фактор изменялся в пределах 58-126 м³/т при среднем

значении 89,8 м³/т. При этом отмечалась почти линейная зависимость между значениями газового фактора и начальными пластовыми давлениями (рис.10).

Падение пластового давления в процессе эксплуатации залежей нефти и газа привело к уменьшению значений газового фактора, причем наиболее контрастно это наблюдалось в объектах верхнего отдела ПТ (таблица). Первоначальный почти линейный характер зависимости между газовым фактором и пластовым давлением, спустя более чем 50-летний период разработки, нарушился, хотя прямой тренд изменения этих параметров сохранился (см. рис.10).

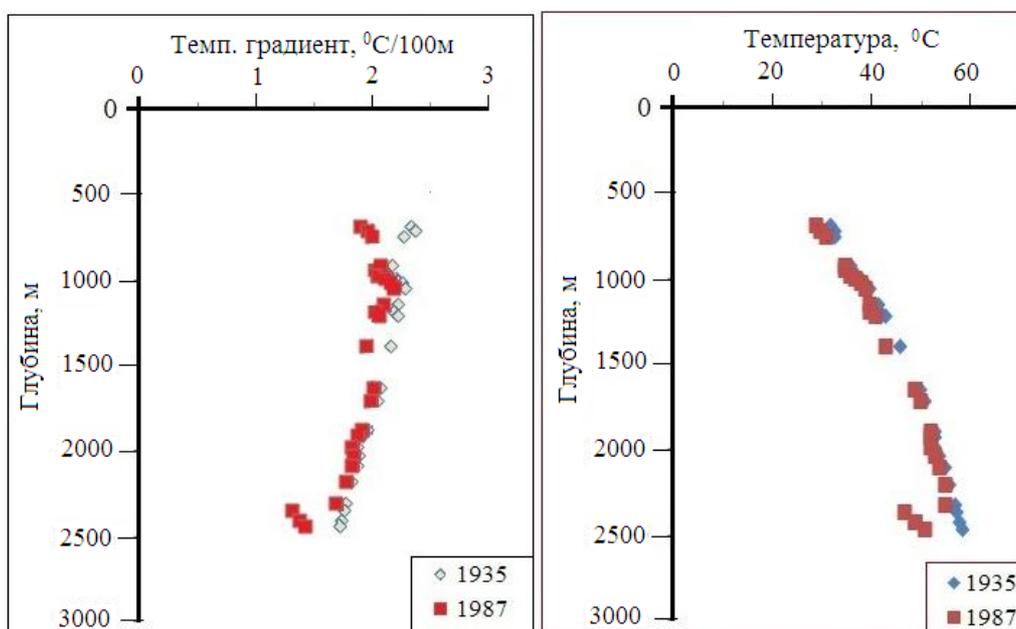


Рис. 9. Изменение начальных (1935 г.) и текущих (1987 г.) пластовых температур и температурных градиентов с глубиной на месторождении Галя

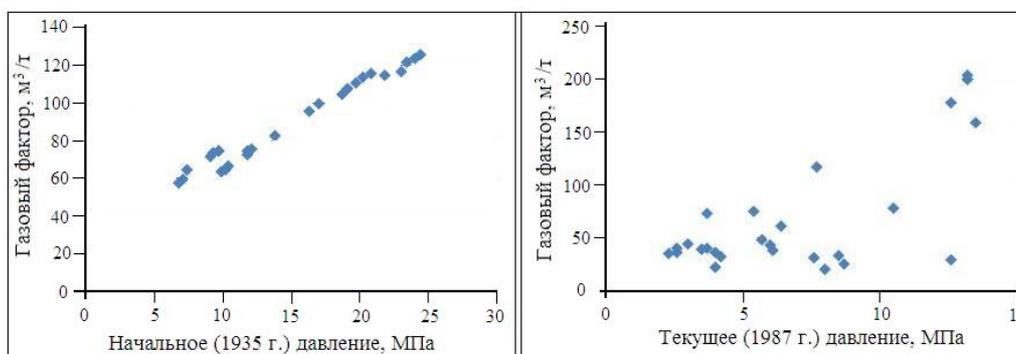


Рис. 10. Зависимость газового фактора от начальных (1935) и текущих (1987) давлений на месторождении Галя

Верхний и нижний отделы ПТ имеют очень близкие средние значения коэффициента песчаности (соответственно 1,22 и 1,21). Тем не менее, отмечается определенная корреляция между изменением по разрезу значений пластового давления и песчаностью (отношение песчаной фракции к глинистой) пород. Как правило, наиболее интенсивное падение пластового давления характерно для более глинистых горизонтов/свит (рис. 8 и 11). Это хорошо согласуется с наблюдениями В.Е. Law и W.W. Dickinson (1985) в бассейне залива Галф-Кост, где АНПД более характерны для низкопроницаемых резервуаров.

На месторождении Галя не выявлена четко выраженная корреляция между падением давления и емкостно-фильтрационными свойствами (пористость, проницаемость) пород резервуаров, хотя отмечается определенная связь между темпом падения давления и карбонатностью пород: наибольшее падение давления характерно для пород с высокой карбонатностью (рис. 12).

Рассмотрение зависимости темпа падения

пластового давления (за период 1935-1951 гг.) от эффективной мощности резервуаров позволило выявить некоторый тренд в изменении этих параметров, особенно для продуктивных объектов верхнего отдела ПТ (рис.13). С определенной долей вероятности можно утверждать, что с увеличением эффективной мощности резервуара наблюдается увеличение темпа падения пластового давления.

Заключение

Таким образом, на основании проведенного анализа было установлено, что естественное (начальное) пластовое давление на месторождениях Абшеронского полуострова соответствовало гидростатическому. Многолетняя разработка месторождений привела к существенному падению пластовых давлений в разрабатываемых объектах ПТ. Уровень падения давлений, несмотря на мероприятия по их поддержанию в резервуаре путем закачки в пласт воды, на период 01.01.2009 г. составил от 18,5 до 94,3% от первоначальных значений.

Изменение средних значений градиента пластовых давлений и газового фактора в процессе разработки залежей нефти и газа на месторождении Галя

Объект	Среднее значение градиента пластовых давлений, МПа/100м			Среднее значение газового фактора, м ³ /т	
	Начальное (1935)	Текущее		Начальное (1935)	Текущее (1987)
		(1951)	(1987)		
ПТ в целом:	1,0	0,52	0,44	89,8	66,8
верхний отдел	1,0	0,58	0,46	70,1	34,4
нижний отдел	1,0	0,44	0,42	112,8	104,6

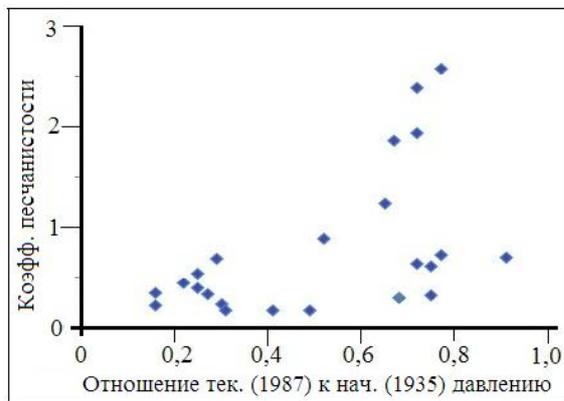


Рис. 11. График зависимости между падением давления в резервуаре и коэффициентом песчаности пород-резервуаров месторождения Галя

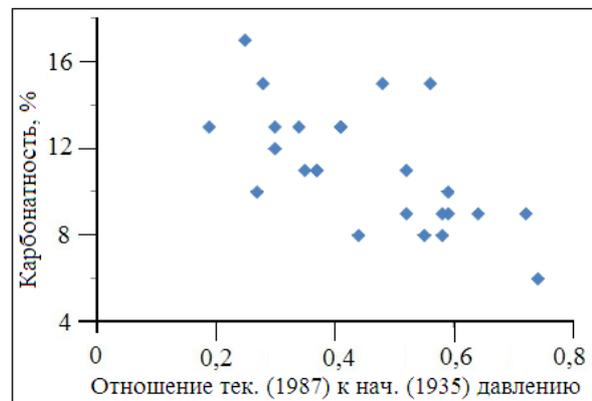


Рис. 12. График зависимости между интенсивностью падения пластового давления и карбонатностью пород-резервуаров месторождения Галя



Рис. 13. Зависимость между темпом падения пластового давления за период 1935-1951 гг. и эффективной мощностью резервуаров верхнего отдела ПТ

Более детальный анализ проблемы, проведенный на примере истории разработки месторождения Гала, позволил сделать следующие основные выводы:

- Падение давления наиболее контрастно в первые годы эксплуатации месторождения, в последующие годы характер этого падения (как качественно, так и количественно) изменяется менее значительно.

- Характер и темп падения пластовых давлений в верхнем и нижнем отделах ПТ отличаются друг от друга. Несмотря на то, что в верхнем отделе ПТ текущие давления относительно начальных меньше, чем в нижнем отделе, темп падения пластовых давлений (в МПа/год) в нижнем отделе ПТ выше, чем в верхнем отделе. Одной из главных причин данного явления может быть различная интенсивность отбора флюидов из эксплуатационных объектов двух отделов ПТ. Но нельзя исключать определенную роль и имеющегося различия в плотности нефтей этих отделов.

- Отмечается неравномерное изменение по стратиграфическому разрезу ПТ месторождения Гала текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно их начальных (на 01.01.1935 г.) значений.

- Падение пластового давления в процессе эксплуатации залежей нефти и газа привело к уменьшению значений газового фактора, причем наиболее контрастно это наблюдалось в объектах верхнего отдела ПТ.

- Не выявлена четко выраженная корреляция между падением давления и емкостно-фильтрационными свойствами (пористость,

проницаемость) пород резервуаров, хотя отмечается определенная связь между темпом падения давления и карбонатностью пород: наибольшее падение давления характерно для пород с высокой карбонатностью.

- Выявлен прямой тренд между изменением темпа падения пластового давления (за период 1935-1951 гг.) и эффективной мощностью резервуаров, особенно для продуктивных объектов верхнего отдела ПТ.

Падение пластового давления в нефтяных коллекторах сопровождается уменьшением коэффициента продуктивности пласта и увеличением обводненности (Льонг и Нян, 2009). В связи с этим результаты проведенного анализа позволяют утверждать, что в настоящее время энергетический потенциал объектов нижнего отдела ПТ выше, чем верхнего отдела и поэтому нижние резервуары ПТ являются более перспективными для дальнейшей разработки. Это подтверждает и сравнение степени освоения извлекаемых запасов нефти в верхнем и нижнем отделах ПТ, которое составляет соответственно 96,3% и 79,5%. Важно также отметить, что, если в нижнем отделе ПТ средняя добыча в одной скважине составляет около 1,8 т/сут., то в верхнем отделе она равна 0,8 т/сут.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., АБДУЛЛАЕВ, М.К., АГАЕВ, Н.Г., АЗИМОВ, Э.Х., КУЛИЕВ, А.М. 1979. Исследование совместного влияния полей давления и температуры на дебит скважины. *Докл. АН Азерб.*, 35, 10, 53-58.
- АБАСОВ, М.Т., ДЖЕВАНШИР, Р.Д., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 1997. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 5, 34-39.
- АБАСОВ, М.Т., АЛИЯРОВ, Р.Ю., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., ЛУНИНА, В.Н., МУСТАФАЕВ, Р.Т., ГАСЫМОВ, А.Ш., РАМАЗАНОВ, Р.А. 2001. Изменение свойств пород-коллекторов природных резервуаров нефти и газа при их разработке. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 3-12
- МИРЧИНК, М.Ф. (под ред.). 1954. Геология Азербайджана. Месторождения нефти и газа. Изд. АН Азербайджана. Баку. 734с.
- КОШЛЯК, В.А. 2002. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Тау. Уфа. 256с.
- ЛЬОНГ, Т.В., НЯН, Н.Х. 2009. Особенности распределения и изменения пластовых давлений в гранитоидных коллекторах месторождения «Белый тигр». *Нефтегазовое дело*, 1-9.

- CHILINGAR, G.V., DONALDSON, E.C., YEN, T.F. 1995. Subsidence due to fluid withdrawal. *Developments in Petroleum Science*, 41, Amsterdam Elsevier Science.
- HUFFMAN, A.R., BOWERS, G.L. 2002. Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction. An outgrowth of the International forum sponsored by the Houston Chapter of the American Association of drilling engineers. Houston, TX, September 2-4,
- LAW, B.E., DICKINSON, W.W.1985. Conceptual-model for origin of abnormally pressured gas accumulation in low-permeability reservoirs. *AAPG Bulletin*, 69, 8, 1295-1304.
- MES, M.J. 1990. Ekofisk reservoir pressure drops and seabed subsidence. In: *Proceedings of 22nd Offshore Tech. Conf*, 373-387.
- MOOS, D., CHANG, C. 1998. Relationships between porosity, pressure and velocities in unconsolidated sands. *Overpressures in Petroleum Exploration workshop*, Pau France, April. 12 p.
- POLAND, J.F., DAVIS, G.H. 1972. Land subsidence due to withdrawal of fluids. In: *Man and his physical environment, Readings in environmental geology*. Burgess Publ. Co., 77-90.
- RYDER, R.T., AGGEN, K.L., HETTINGER, R.D., LAW, B.E., MILLER, J.J., NUCCIO, V.F., PERRY, W.J., PRENSKY, S.E., SANFILIPPO, J.R., WANDREY, C.J. 1995. Possible continuous-type (unconventional) gas accumulation in Lower Silurian "Clinton" sands, medina group, and the Tuscarora sandstone in the Appalachian basin. A Progress Report of 1995 project activities. Open-File Report 96-42.