

**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 промысловых 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.

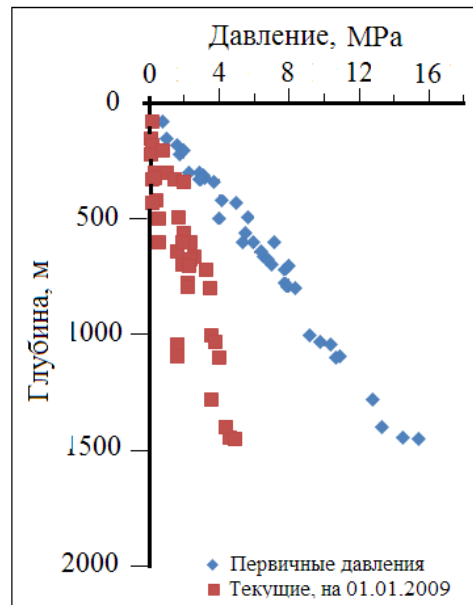


Рис. 1. Изменение начальных и текущих (на 01.01.2009) пластовых давлений с глубиной на месторождениях Абшеронского полуострова

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 4-6<sup>0</sup>; с глубиной они возрастают до 10-15<sup>0</sup>, а на ЮЗ крыле – даже до 45-50<sup>0</sup>, 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).

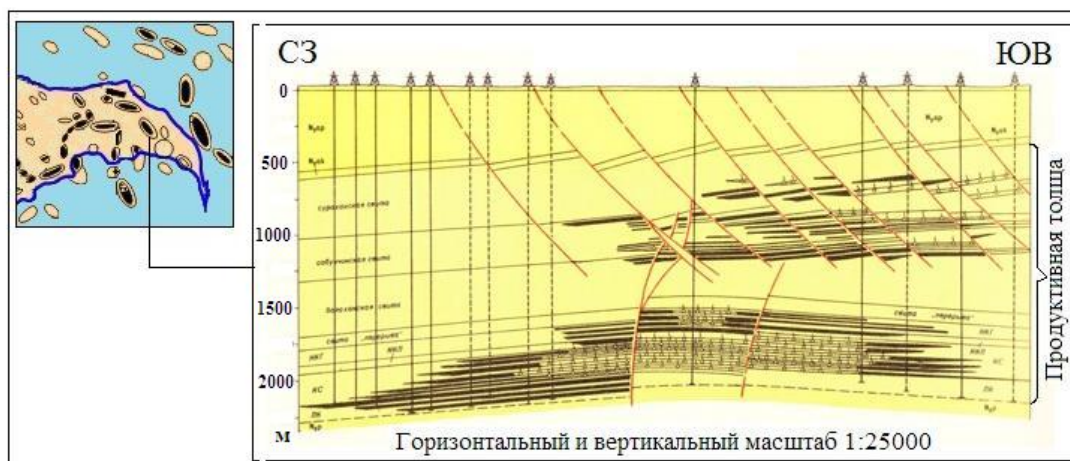


Рис. 2. Геологический профиль, проходящий через месторождение Гала

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/см<sup>3</sup> (Мирчинк, 1954).

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

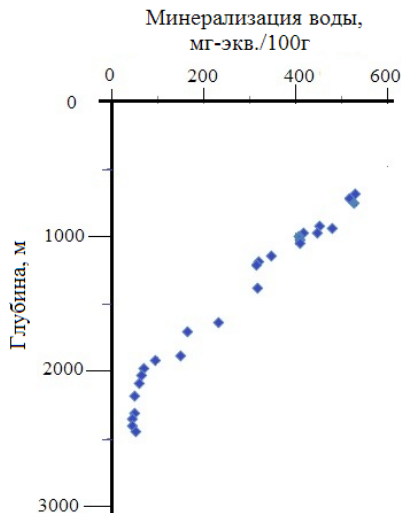


Рис. 3. Изменение минерализации воды с глубиной в разрабатываемых эксплуатационных объектах месторождения Гала

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).

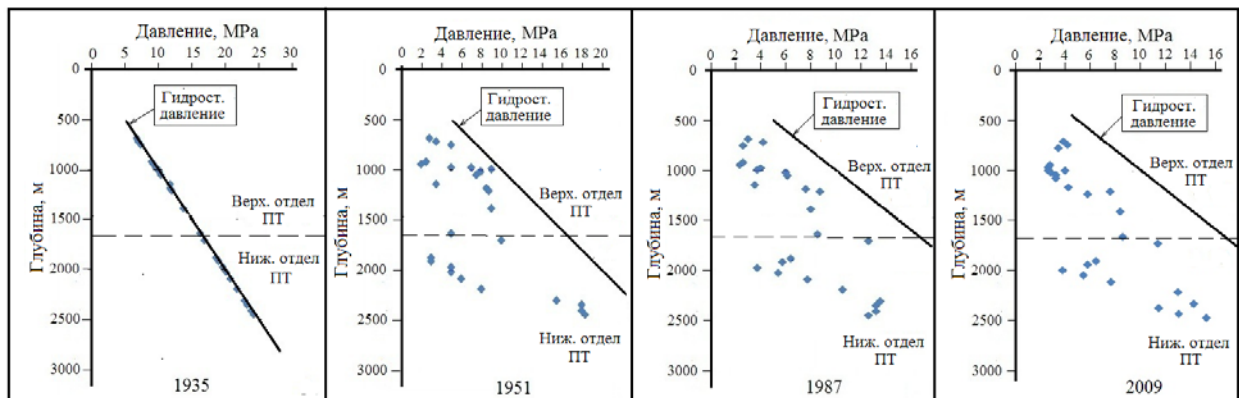


Рис. 4. Тренд изменения пластовых давлений с глубиной в процессе разработки месторождения Гала

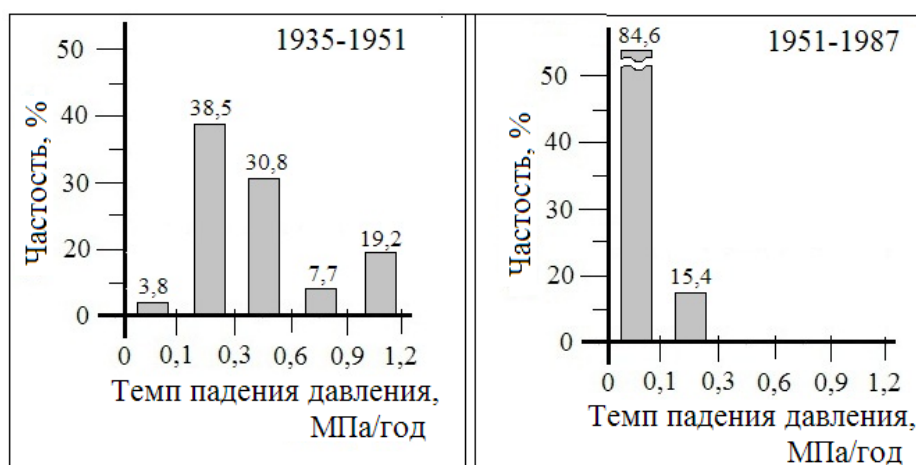


Рис. 5. Гистограммы распределения значений темпа падения пластовых давлений на месторождении Гала за период 1935-1951 гг. и 1951-1987 гг.

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).

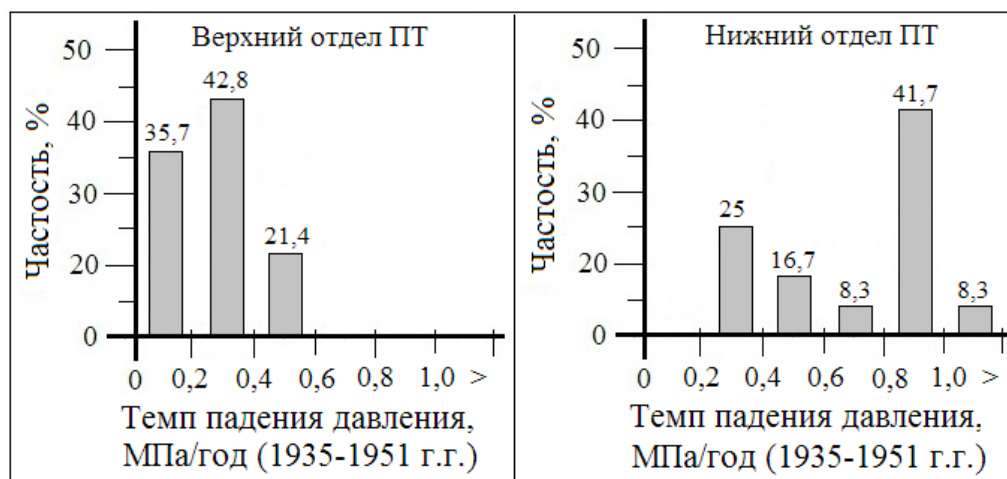


Рис. 6. Темп падения пластового давления в эксплуатируемых объектах верхнего и нижнего отделов ПТ на месторождении Гала в период его разработки с 1935 по 1951 гг.

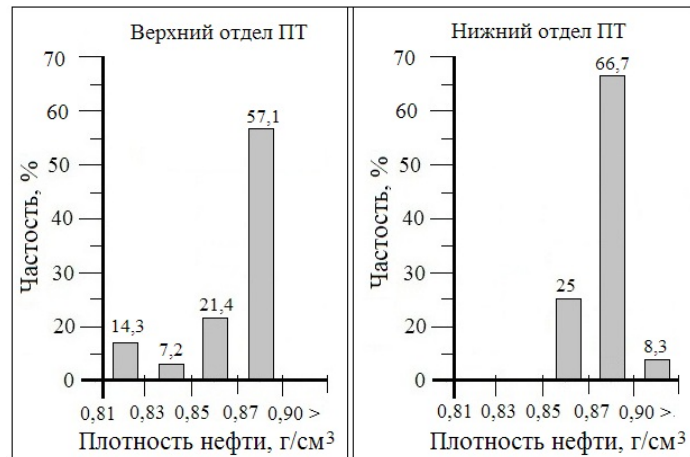


Рис. 7. Гистограммы распределения значений плотности нефтей верхнего и нижнего отделов ПТ месторождения Галя

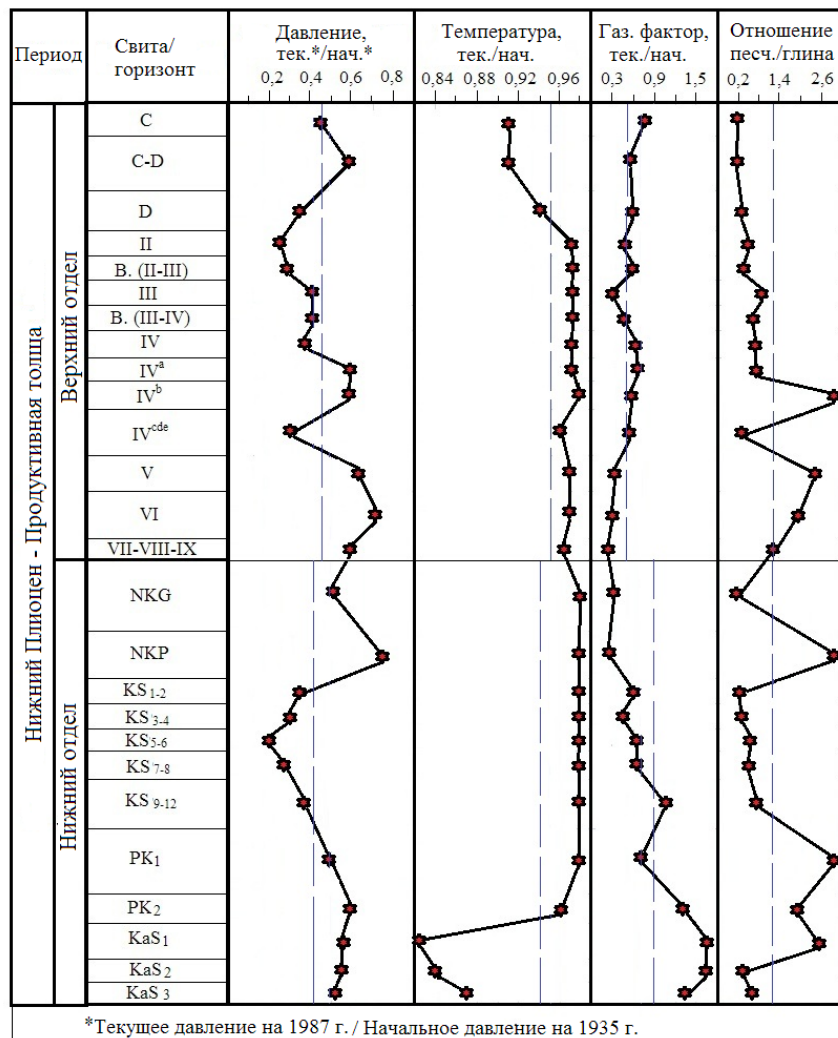


Рис. 8. Изменение по стратиграфическому разрезе ПТ месторождения Галя текущих (на 01.01.1987 г.) давлений, температур и газового фактора относительно начальных (на 01.01.1935 г.) их значений, а также коэффициента песчаности пород

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 м<sup>3</sup>/т при среднем

значении 89,8 м<sup>3</sup>/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).

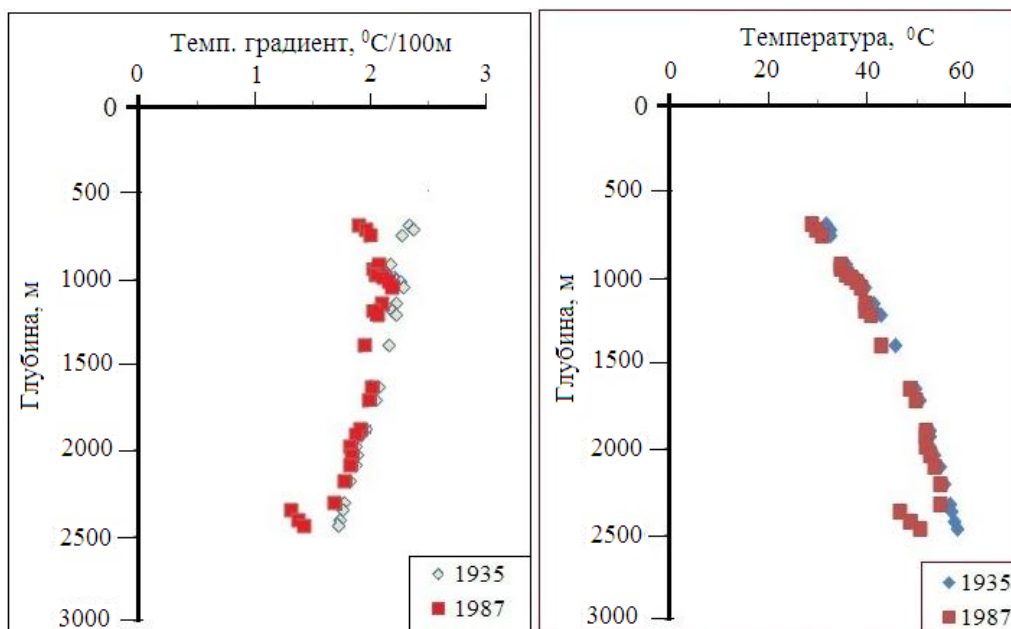


Рис. 9. Изменение начальных (1935 г.) и текущих (1987 г.) пластовых температур и температурных градиентов с глубиной на месторождении Галя

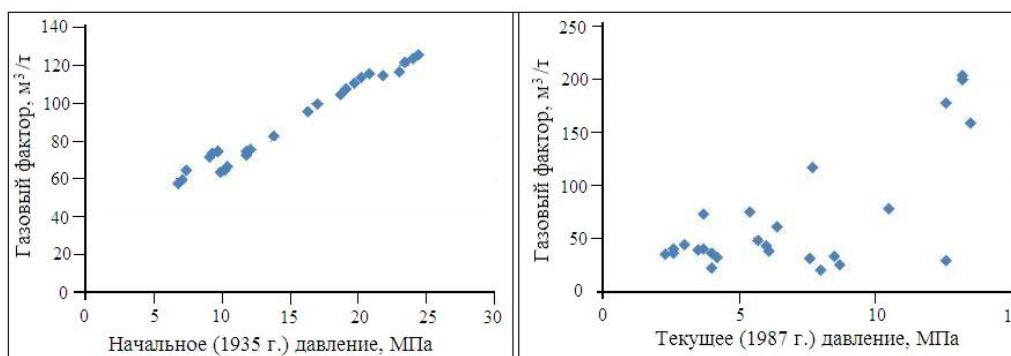


Рис. 10. Зависимость газового фактора от начальных (1935) и текущих (1987) давлений на месторождении Галя

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 <sup>3</sup> /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

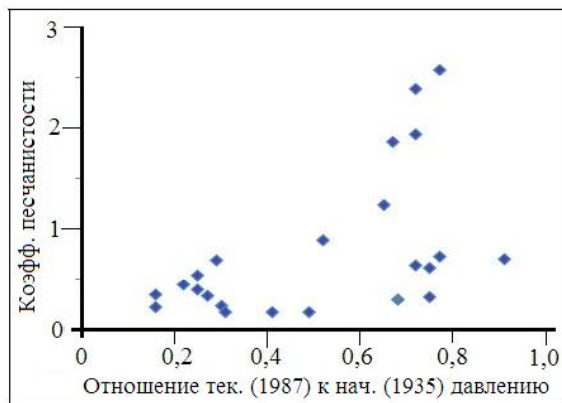


Рис. 11. График зависимости между падением давления в резервуаре и коэффициентом песчаности пород-резервуаров месторождения Галя

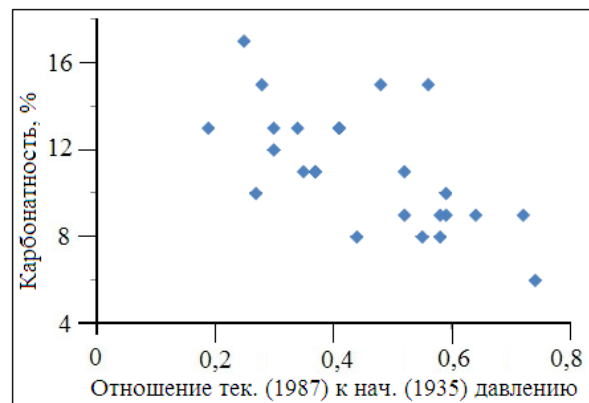


Рис. 12. График зависимости между интенсивностью падения пластового давления и карбонатностью пород-резервуаров месторождения Галя





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.