



Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина



Лекция №2

Управление разработкой неоднородных коллекторов при заводнении



Избыточная обводненность скважин

Проблемы:

- Является ли обводненность скважины избыточной
- Каков механизм обводнения скважин
- Из какого горизонта вода поступает в скважину или в заколонное пространство

Оценка избыточной обводненности:

1. Прогноз на основе анализа данных мониторинга

$$\ln(BH\Phi) = a + b * Q_{\text{нак}}$$

2. На основе функции Бакли-Левверетта:

$$f_{\text{изб(Вад water)}} = f_{\text{текущ.}} - f(S_{\text{ПЗС}}),$$
$$f(S_{\text{ПЗС}}) = \frac{1}{1 + \frac{k_{\text{H}} * \mu_{\text{В}}}{k_{\text{В}} * \mu_{\text{H}}}},$$

$S_{\text{ПЗС}}$ - средняя нефтенасыщенность в ПЗС



Причины избыточной обводненности скважин

Природные факторы, влияющие на обводнение добывающих скважин:

- Высокое соотношение вязкостей нефти и воды (в 3-5 раз) – языки обводнения, образование опережающих потоков вытесняющей воды в нефтенасыщенной поровой среде.
- Неоднородность коллектора по проницаемости – высокие скорости фильтрации в локальных интервалах пласта.
- Водоплавающий характер залежи с небольшой толщиной глинистой перемычки (наличие подошвенной воды с глинистой перемычкой) – образование водяного конуса.
- Водонефтяная зона (наличие активной подошвенной или краевой воды) – образование водяного конуса.



Причины избыточной обводненности скважин

Техногенные факторы, влияющие на обводнение добывающих скважин:

1. Негерметичность цементного камня в заколонном пространстве
2. Негерметичность эксплуатационной колонны (ЭК)
3. Вскрытие перфорацией водоносного горизонта
4. Подход ВНК к нижним перфорационным отверстиям
5. Образование конуса водонасыщенности в продуктивном пласте
6. Каналообразование в цементном камне за ЭК – заколонные перетоки в добывающих и нагнетательных скважинах
7. Трещины ГРП от добывающей скважины в сторону водоносного горизонта (области зоны)
8. Прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым областям (слоям, трещинам и т.д.)
9. Прорыв пластовой воды при естественном водонапорном режиме (ВНЗ)
10. Связь скважины с источником пластовой или закачиваемой воды посредством системы трещин
11. АвтоГРП в призабойной зоне нагнетательной скважины



Причины избыточной обводненности скважин

Для определения источников обводнения могут применяться:

1. Статистические методы, в т.ч. характеристики вытеснения
2. Химико-аналитические методы – анализ проб добываемой и закачиваемой воды (*реферат*)
3. Геолого-промысловые исследования для оценки места поступления воды в скважину или в заколонное пространство для дизайна ремонтно-изоляционных работ (РИР) (*реферат*)



Параметры, характеризующие неоднородность на макроуровне

Существует классификация неоднородных коллекторов. Параметры, характеризующие неоднородность на макроуровне, следующие:

- песчанистость,
- расчлененность,
- показатель зональной неоднородности
- показатель послойной неоднородности

Показатели неоднородности рассчитываются по данным о разрезе скважин от кровли до подошвы. Перечисленные геологические характеристики присущи всем объектам разработки, являются общепринятыми и содержатся в отчетных либо проектных документах на разработку любого месторождения.



Параметры, характеризующие неоднородность на макроуровне

- Расчет показателей неоднородности:

$$V_3 = \sqrt{\left(\frac{\sum_{j=1}^{N_c} \left(\sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij} \right)^2 * N_c}{\left(\sum_{j=1}^{N_c} \sum_{i=1}^{N_j} h_{ij} k_{ij} \right)^2} - 1 \right)},$$

где N_j - количество слоев в j –ой скважине;

h_{ij} - толщина i – го слоя в j – ой скважине;

k_{ij} - проницаемость i – го слоя в j – ой скважине;

N_c - количество скважин на рассмотренном участке.



Параметры, характеризующие неоднородность на макроуровне

- Послойная неоднородность пласта:

$$V_{\Pi} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} (k_i)^2}{\left(\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{h_n} k_i\right)^2} - 1},$$

где h_i - толщина i – го пропластка в скважине;

h_n - нефтенасыщенная толщина коллектора в скважине;

k_i - проницаемость i – го пропластка в скважине.



Пример разреза скважины

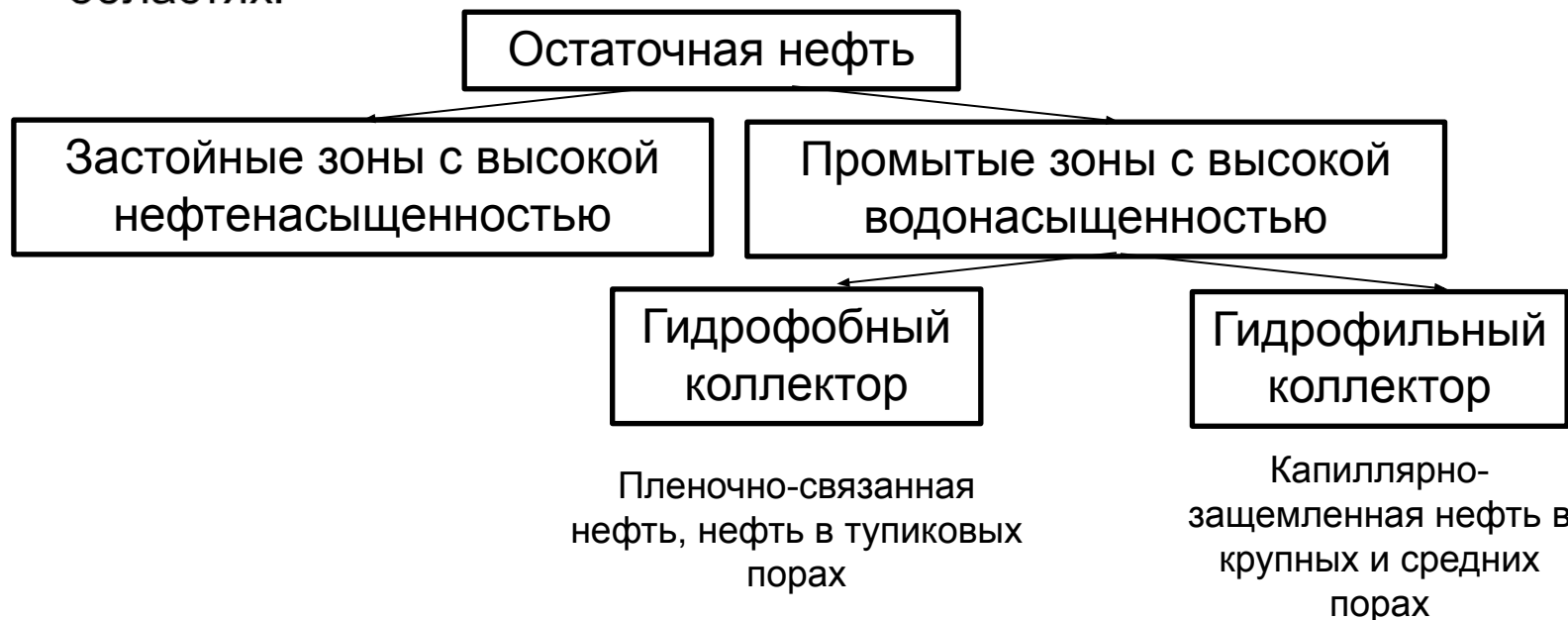
№	№	Кровля, м	Подош м	Кр.Абс, м	Пд.Абс, м	Нверт, м	Глина м	Кгл_п рин, %	Кпр , мД	Литология -	Хар-р насыщ.
1	1	1140	1141	-1039,4	-1040,4	1		26,8	6,5	алевролит	нефть
2							10				
3	2	1151	1152	-1050,4	-1051,4	1		31,7	3,9	алевролит	нефть
4							4				
5	3	1156	1156,8	-1055,4	-1056,2	0,8		13,7	34	алевролит	нефть
6							3,8				
7	4	1160,6	1161,2	-1060	-1060,6	0,6		33	3,5	алевролит	нефть
8							10,8				
9	5	1172	1173,4	-1071,4	-1072,8	1,4		24,1	8,8	алевролит	нефть
10	6	1173,4	1175	-1072,8	-1074,4	1,6		4,2	222	песчаник_глин.	обводненный
11	7	1175	1176,2	-1074,4	-1075,6	1,2		5,4	165	песчаник_глин.	обводненный
12	8	1176,2	1177,6	-1075,6	-1077	1,4		28,6	5,4	алевролит	нефть
13	9	1177,6	1179	-1077	-1078,4	1,4		11,6	48	песчаник_глин.	обводненный
14	10	1179	1180	-1078,4	-1079,4	1		37,8	2,2	алевролит	нефть
15							2				
16	11	1182	1183,4	-1081,4	-1082,8	1,4		24,8	8,2	алевролит	нефть
17							2,6				
18	12	1186	1187,4	-1085,4	-1086,8	1,4		21,8	12	алевролит	обводненный
19	13	1187,4	1189	-1086,8	-1088,4	1,6		19,4	16	алевролит	нефть
20	14	1189	1190,4	-1088,4	-1089,8	1,4		26,4	6,8	алевролит	обводненный
21							2,2				
22	15	1192,6	1194	-1092	-1093,4	1,4		10,3	60	песчаник_глин.	обводненный
23	16	1194	1195	-1093,4	-1094,4	1		10	63	песчаник_глин.	обводненный
24	17	1195	1196,2	-1094,4	-1095,6	1,2		15,4	27	песчаник_глин.	обводненный
25							5,8				



Остаточная нефть

- Запасы нефти в неоднородных коллекторах является трудноизвлекаемыми. $K_{\text{охв}}$ пласта заводнением – низкий. Имеется так называемые, застойные области (зоны, слои) с высокой нефтенасыщенностью. Содержащаяся в них нефть – остаточная.

Интенсивное обводнение закачиваемой или контурной водой – результат высоких скоростей фильтрации в высокопроницаемых областях.





Классификация неоднородных коллекторов

1. Монолитные (с перетоками), в т.ч. карбонатные;
2. Расчлененные (без перетоков), в т.ч. многопластовые залежи;
3. Расчлененные с выклиниванием глинистых прослоев (ограниченные перетоки);
4. Расчлененные «водоплавающие» залежи с тонкой глинистой перемычкой, изолирующей водоносную область;
5. Неоднородные коллектора с активными подошвенными и краевыми водами



Механизмы нефтеизвлечения

- Гидродинамические
- Капиллярные
- Гравитационные
- Упругие



Капиллярные силы

1. С теоретической точки зрения в гидрофильных коллекторах вода под действием капиллярных сил проникает из заводненных пропластков в нефтенасыщенные низкопроницаемые. Поэтому из-за капиллярных сил скачек насыщенности в слоисто неоднородных пластах уменьшается – размытые зоны.
2. При смешанной смачиваемости может происходить отключение из заводнения низкопроницаемых пластов: при низкой водонасыщенности капиллярное давление положительное при увеличении водонасыщенности капиллярное давление уменьшается и может становиться отрицательным. Это стимулирует движение потока воды по уже проделанным каналам (гидравлический затвор).
3. Концевой эффект – образование при эксплуатации добывающих скважин области повышенной водонасыщенности в призабойной зоне, так как наибольшее значение капиллярного давления имеет место в тонко пористой среде.



Гидродинамические методы увеличения $K_{\text{ОХВ}}$ неоднородных коллекторов при заводнении

1. Отключение обводнившихся скважин
2. Форсированный отбор жидкости (ФОЖ) при снижении забойного давления
3. Увеличение забойного давления нагнетательных скважин
4. Снижение скорости фильтрации с целью интенсификации межслойного обмена за счет капиллярных, гравитационных сил и опускания конусов
5. Нестационарное заводнение
6. Снижение пластового давления до давления насыщения

В последние годы растет доля мероприятий по снижению забойного давления ниже давления насыщения и применения ГРП – форсированный отбор жидкости.



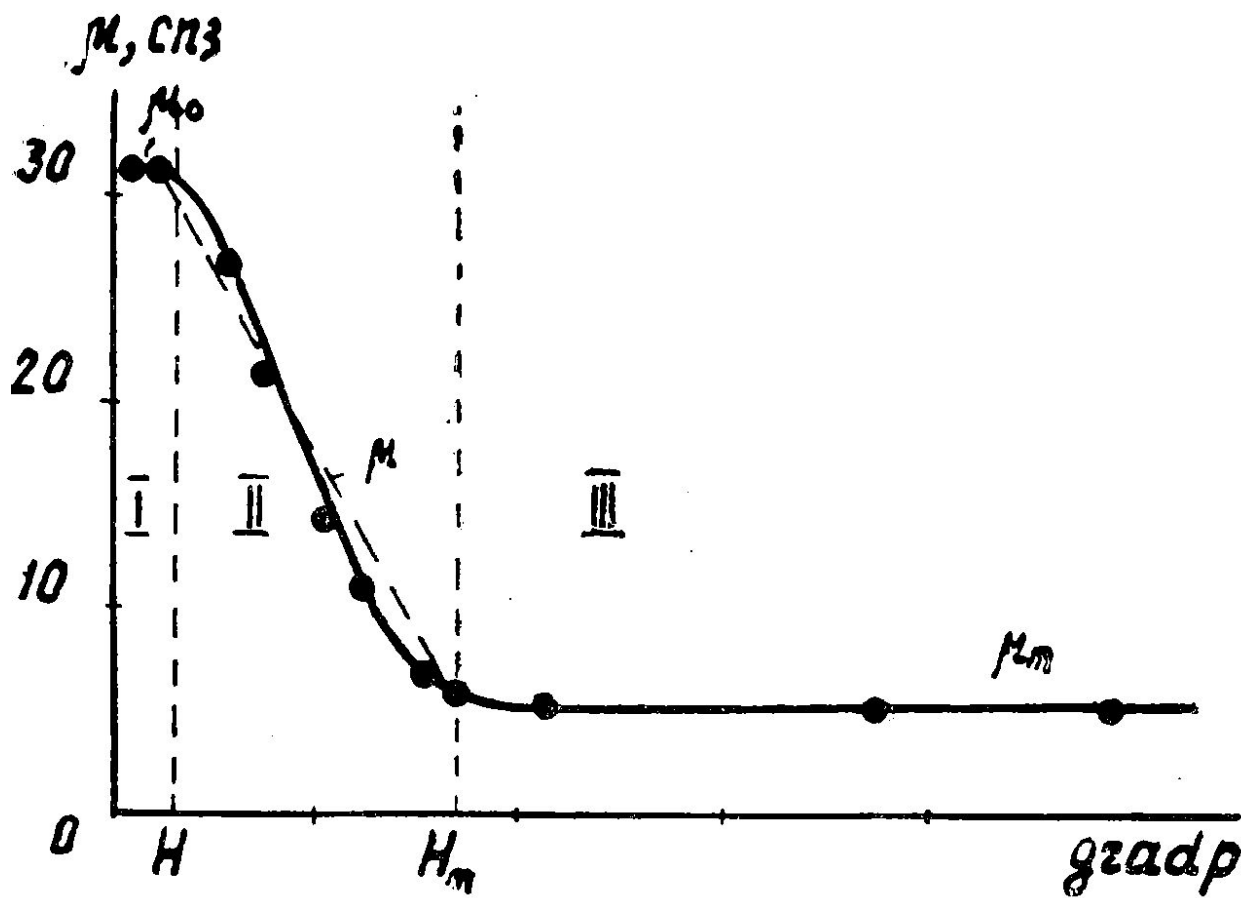
Механизмы ФОЖ

- Изменение направления фильтрационных потоков (из-за разных пьезопроводности нефть из застойных нефтенасыщенных зон перетекает в высокопроницаемые слои);
- Расширение депрессионных воронок, способствует увеличению охвата пласта по площади;
- Снижение забойного давления приводит к увеличению охвата пласта по разрезу (вовлечение в разработку низкопроницаемых пластов);
- Преодоление капиллярных сил в гидрофобных коллекторах – отрыв пленочно-связанной нефти; в гидрофильных коллекторах – уменьшение доли капиллярно-защемленной нефти;
- Превышение критического давления сдвига для структурированных нефтей (высоковязкие нефти).



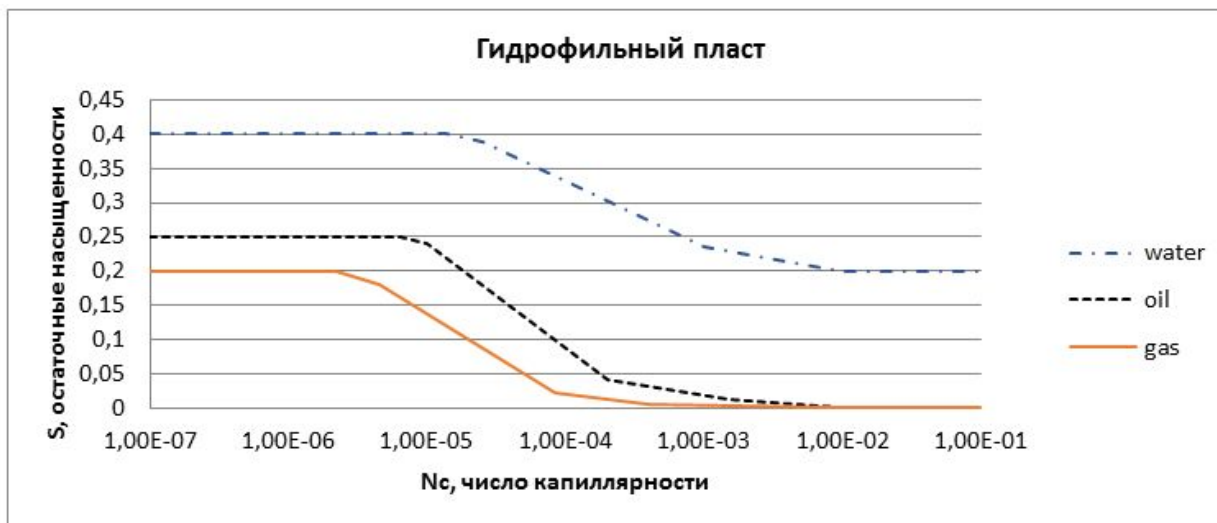
Превышение критического давления сдвига для структурированных нефтей (высоковязкие нефти)

Зависимость вязкости структурированной нефти от градиента давления:





Преодоление капиллярных в коллекторах с различным типом смачивания



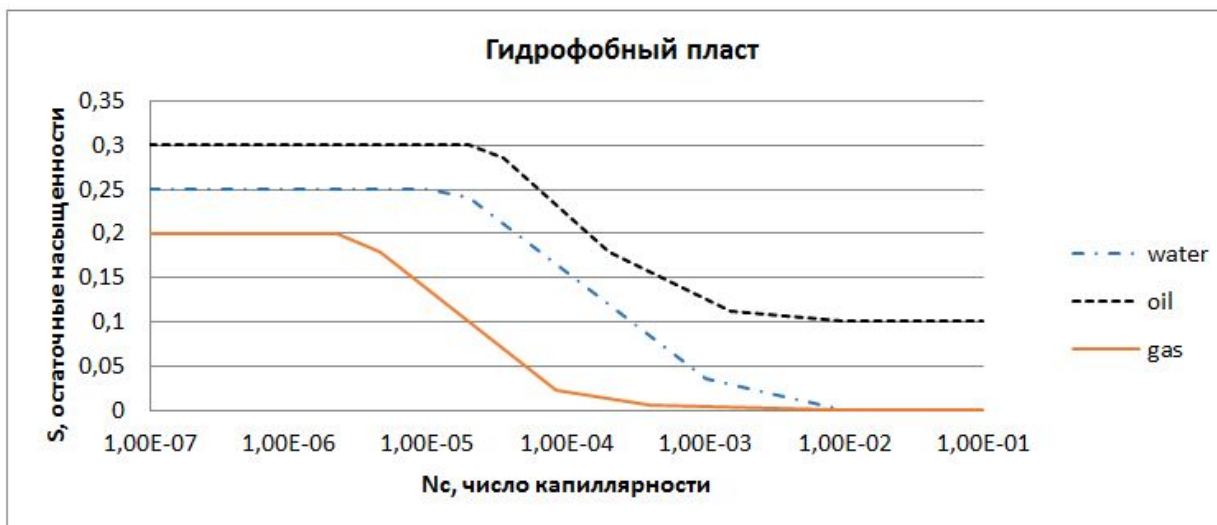
Капиллярное число:

$$N_c = \frac{v_o \eta_o}{\sigma_{ow}}$$

где v_o - кинематическая вязкость,

η_o - скорость фильтрации,

σ_{ow} - поверхностное натяжение на границе нефть-вода





Нестационарное заводнение

Методика ВНИИнефть позволяет выбрать технологию нестационарного заводнения неоднородных коллекторов на основе анализа промыслового опыта ее применения.

Технология нестационарного заводнения применялась на большом числе терригенных неоднородных коллекторов и их участков. Эффективность технологий оценивалась по характеристикам вытеснения на основе значения прироста накопленной добычи нефти и снижения добычи воды (ВНФ).

Все месторождения (участки) классифицировались по интервалам параметров неоднородности. Эффективность оценивалась для каждой комбинаций интервалов параметров. (см. презентацию).

В случае низкой эффективности – неоднородный пласт можно рассматривать как расчлененный, где циклика (нестационарное заводнение) – не эффективна.



Схема классификации объектов с песчаностью $\geq 0,8$

Объекты разработки с песчаностью $\geq 0,8$

Степень зональной неоднородности > 1										
Степень послойной неоднородности										
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2				
Расчлененность										
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая		
> 4	2-3	< 2	> 4	2-3	< 2	> 4	2-3	< 2		
Степень выработки запасов										
а) Низкая $< 0,2$										
б) Средняя 0,2-0,8										
в) Высокая $> 0,8$										
Степень предпочтительности										
а)	1	0,8	0,6	0,9	0,7	0,5	0,6	0,5	0,4	
б)	0,8	0,6	0,4	0,7	0,5	0,2	0,5	0,3	0,2	
в)	0,5	0,3	0,2	0,4	0,2	0,1	0,2	0,1	0	

Степень зональной неоднородности 0,5-1										
Степень послойной неоднородности										
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2				
Расчлененность										
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая		
> 4	2-3	< 2	> 4	2-3	< 2	> 4	2-3	< 2		
Степень выработки запасов										
а) Низкая $< 0,2$										
б) Средняя 0,2-0,8										
в) Высокая $> 0,8$										
Степень предпочтительности										
а)	0,9	0,7	0,5	0,7	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	
б)	0,7	0,5	0,3	0,5	0,4	0,2	0,4	0,3	0,2	
в)	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0	

Степень зональной неоднородности $< 0,5$										
Степень послойной неоднородности										
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2				
Расчлененность										
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая		
> 4	2-3	< 2	> 4	2-3	< 2	> 4	2-3	< 2		
Степень выработки запасов										
а) Низкая $< 0,2$										
б) Средняя 0,2-0,8										
в) Высокая $> 0,8$										
Степень предпочтительности										
а)	0,7	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	0,3	0,25	0,15	
б)	0,5	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2	0,25	0,15	0,1	
в)	0,2	0,25	0,15	0,25	0,15	0,1	0,2	0,1	0	



Схема классификации объектов с песчанистостью 0.3-0.79

Объекты разработки с песчанистостью 0,3-0,79

Степень зональной неоднородности > 1								
Степень послонной неоднородности								
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2		
Расчлененность								
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая
>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2
Степень выработки запасов								
а) Низкая <0,2								
б) Средняя 0,2-0,8								
в) Высокая >0,8								
Степень предпочтительности								
а) 0,8	0,7	0,5	0,8	0,6	0,4	0,5	0,4	0,3
б) 0,7	0,5	0,3	0,6	0,4	0,15	0,4	0,2	0,1
в) 0,4	0,25	0,15	0,3	0,15	0,1	0,15	0,1	0

Степень зональной неоднородности 0,5-1								
Степень послонной неоднородности								
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2		
Расчлененность								
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая
>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2
Степень выработки запасов								
а) Низкая <0,2								
б) Средняя 0,2-0,8								
в) Высокая >0,8								
Степень предпочтительности								
а) 0,8	0,6	0,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3
б) 0,6	0,4	0,2	0,4	0,3	0,1	0,3	0,2	0,2
в) 0,2	0,15	0,1	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0

Степень зональной неоднородности < 0,5								
Степень послонной неоднородности								
Высокая > 3			Средняя 2-3			Низкая < 2		
Расчлененность								
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая
>4	2-3	<2	>4	2-3	<2	>4	2-3	<2
Степень выработки запасов								
а) Низкая <0,2								
б) Средняя 0,2-0,8								
в) Высокая >0,8								
Степень предпочтительности								
а) 0,8	0,4	0,3	0,4	0,3	0,2	0,25	0,2	0,1
б) 0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,5	0,1	0
в) 0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,15	0	0



Схема классификации объектов с песчаностью ≤ 0.29

Объекты разработки с песчаностью $\leq 0,29$

Объекты разработки с песчаностью $\leq 0,29$									
Степень зональной неоднородности > 1			Степень зональной неоднородности $0,5-1$			Степень зональной неоднородности $< 0,5$			
Степень послойной неоднородности			Степень послойной неоднородности			Степень послойной неоднородности			
Высокая > 3	Средняя $2-3$	Низкая < 2	Высокая > 3	Средняя $2-3$	Низкая < 2	Высокая > 3	Средняя $2-3$	Низкая < 2	
Расчлененность									
Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	Высокая	Средняя	Низкая	
> 4	$2-3$	< 2	> 4	$2-3$	< 2	> 4	$2-3$	< 2	
Степень выработки запасов									
а) Низкая $< 0,2$			а) Низкая $< 0,2$			а) Низкая $< 0,2$			
б) Средняя $0,2-0,8$			б) Средняя $0,2-0,8$			б) Средняя $0,2-0,8$			
в) Высокая $> 0,8$			в) Высокая $> 0,8$			в) Высокая $> 0,8$			
Степень предпочтительности									
а) 0,7	0,5	0,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	
б) 0,5	0,4	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	
в) 0,3	0,2	0,1	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	
а) 0,8	0,5	0,4	0,6	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	
б) 0,4	0,4	0,2	0,4	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	
в) 0,2	0,2	0,1	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	
а) 0,5	0,3	0,2	0,3	0,2	0,15	0,2	0,15	0	
б) 0,3	0,2	0,15	0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	
в) 0,2	0,15	0,1	0,15	0,1	0	0,1	0	0	



Диагностика источника обводнения по данным мониторинга

В случае водоплавающей залежи при нарушении герметичности глинистой перемычки возможна заколонная циркуляция (ЗКЦ) закачиваемой воды. Коэффициент корреляции между обводненностью добывающих скважин и суммарной закачкой, полученный по данным динамики указанных показателей до и после интенсификации закачки – отрицательный. Коэффициент корреляции между обводненностью продукции скважин и средневзвешенным пластовым давлением также отрицательный.

В этой ситуации в качестве мероприятия по повышению эффективности добычи нефти не эффективно применение мероприятий ВПП. В данном случае источником обводнения является подошвенная вода. В случае заколонных перетоков имеет место вертикальное заводнение с более низким коэффициентом нефтеизвлечения.