

# ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

В.А. Лотарев,  
ООО «Союз», Нефтеюганск, e-mail: lotarevva@mail.ru

## Введение

Геологическое время формирования резервуаров УВ и техногенное время их разрушения при интенсивной разработке несопоставимо по динамике процессов. Развитию последующих негативных моментов как результатам горного производства иногда подходит сравнение с «данью Молоху». Этот «отрицательный опыт» чаще привычно объясняют действием «человеческого фактора», а не издержками нашего «обучения» горному искусству.

Шло время, месторождения вырабатывались – раздавались «звонки» иного рода: проседания поверхности, смещения вертикальные и горизонтальные, влекущие смятия, срез обсадных колонн скважин, землетрясения, – о чем умалчивают нефтяники.

Причина возникновения события техногенного характера одна – разрушение месторождений, сопровождающееся изменением напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород, комплексом перекрестных, вибрационных, Ребиндера и др. эффектов, развитием волновых процессов с возможностями реализации резонансных и тиксотропных эксцессов. Изменяются физические, физико-химические, генерирующие свойства и параметры геологической среды, обладающей гиперактивностью. Преобразования иерархичных энергонасыщенных структур носит корпоративный характер для части составляющих его элементов.

К наиболее значимым изменениям в окружающей среде и флюидогеодинамических системах (ФГДС) относятся следующие характерные при разработке экогеотехнических комплексов<sup>1</sup> процессы:

- комплекс загрязнений: механическое, физическое, химическое, биологическое;
- проседание поверхности;
- растепление многолетнемерзлых пород и островной мерзлоты;
- разрушение газогидратных залежей;
- энергетический дисбаланс;
- малый период безводной добычи и досрочное обводнение продукции;
- смещение залежей нефти;

- литогидрохимические процессы;
- деструкция минерального скелета;
- образование зон подземных плывунов;
- тиксотропные явления;
- события.

Все они взаимосвязаны и взаимозависимы, поэтому при расчетах применимы методы факторного анализа. Часть процессов хорошо изучены и известны в геологическом сообществе, поэтому рассмотрим те из них, на которых сосредоточено меньшее внимание.

### **Связь событий с разработкой месторождений**

История развития горного производства, в частности нефтегазодобывающих предприятий, содержит целый ряд негативных моментов (осложнения, аварии, выбросы и поглощения рабочих жидкостей, прихваты и др.), возникающих при строительстве скважин, их освоении и последующей эксплуатации. Вырабатывалась ближняя зона резервуаров УВ скоплений (верхние нефтегазоносные этажи недр), приходилось заниматься поиском и разведкой в более глубоких отложениях; развивалась наземная и скважинная геофизика, гидродинамика, геохимия и другие науки, строилась интерпретационная база моделей, закладывалась база геологических основ систем разработки.

Возрастающее количество так называемого «отрицательного опыта» списывалось на человеческий фактор, и это удовлетворяло всех. И этой истории развития менее 100 лет.

Первым сигналом надвигающейся опасности стало печально знаменитое узбекское газовое месторождение Газли: именно здесь в 1976 и 1984 годах произошли подряд три землетрясения силой до 10 баллов по шкале Рихтера.

По мнению сейсмологов, опыт и хронологические данные свидетельствуют, что подобные совпадения просто невозможны. Три сильнейших землетрясения в одном и том же районе в течение восьми лет – факт поистине фантастический. Как правило, временной разрыв даже между двумя сейсмическими ударами такой силы составляет не менее столетия. Так что Газли – это одно из самых веских доказательств того, что происхождение землетрясений на месторождениях нефти и газа носит не только

тектонический характер. Иными словами, в природные процессы грубо и неосторожно вмешались люди. Итог, как уже известно, был печальным.

Называя землетрясения событиями, отметим, что фиксировались они повсеместно, к примеру, на территориях:

- Ливанского месторождения Хасси-Мессауд (интенсивная разработка и наличие трех структурных этажей в геологическом строении вызвали блоковое скольжение, рис. 1);
- месторождения Ист-Тексас в США;
- Парижского нефтегазового бассейна во Франции;
- под бывшим городом Нефтегорск и др.

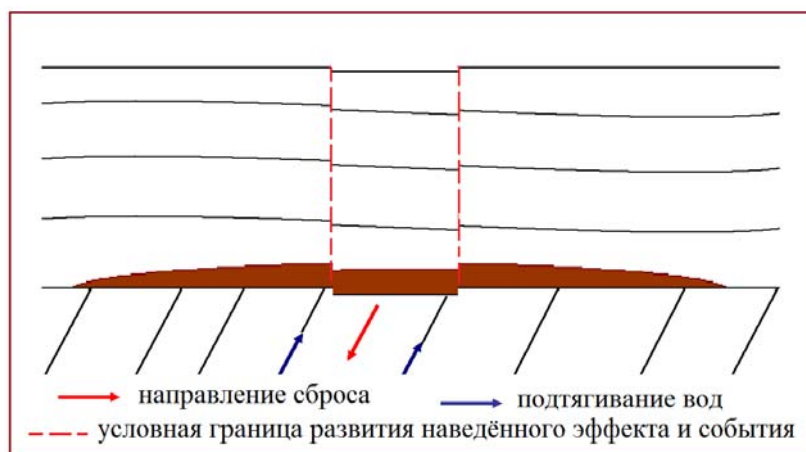


Рис. 1. Примерная схема развития события вследствие изменения гидрогеодеформационного поля на месторождениях с различиями в структуре строения

Пусковые механизмы событий различны. Например, в 1986 году на Среднебалыкской площади над кровлей Баженовской свиты ( $\approx 2750$  м) в скважине № 1 ТБ был произведен ядерный взрыв, что вызвало отклик ФГДС в виде события; по отдельным разрабатываемым месторождениям его сила достигала 4 баллов. И это произошло на самой спокойной Западно-Сибирской плите, т.к. система была подготовлена и по принципу Ле Шателье нашла равновесное состояние. Энергия взрыва, эквивалентная энергии взрыва трех килотонн тротила, для территории, сравнимой с площадью Франции или Украины, не смогла бы создать эффекта такой силы, но послужила детонатором запущенного процесса. Причина возникновения события техногенного характера очевидна – разработка месторождений, влекущая изменение гидрогеодеформационного поля (ГГД-поля). Энергетика эквивалентности приведена на схеме на рис 2.

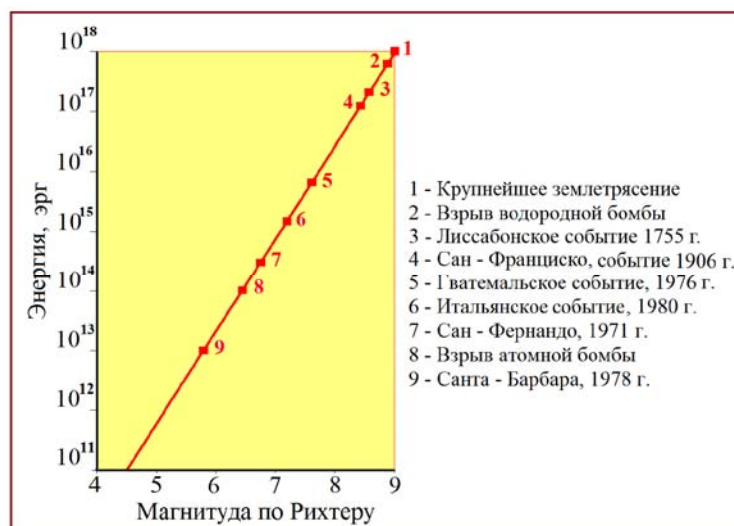


Рис. 2. Энергетические эквиваленты событий

К факторам, влияющим на изменения ГГД–поля, следует отнести:

- несоответствие отборов флюида компенсационным закачкам нагнетаемых вод;
- преобразования ФГДС, включающие перекристаллизацию матрицы пласта;
- эффекты корового волновода, или, иначе, «дыхание» между различными горизонтами верхней части литосферы, вызванное регулярными циркуляционными процессами флюидообмена и приливными воздействиями Луны и Солнца;
- эффект Ребиндера – снижение прочности и изменение вязкости горных пород, обусловленное молекулярным взаимодействием флюидов со стенками пор, что в условиях развитой поверхности пластов меняет энергетику поверхностного взаимодействия;
- изменение термодинамических параметров ФГДС вследствие отбора горячего флюида и закачки холодных вод.

#### **Месторождения, на которых зарегистрированы максимальные деформации (просадки) земной поверхности**

- Нефтяное месторождение Willmington (США). Год открытия – 1926. Глубина залегания резервуара 760–1830 м. Период наблюдений за деформациями – 1928–1966 гг. Максимальное накопленное опускание составило 8,8 м.

- Нефтяное месторождение Экофиск (Норвегия, Северное море). Год открытия – 1970. Глубина резервуара – 3000 м. Период наблюдений за деформациями – 1984–1985 гг. Максимальное опускание – 2,6 м.
- Нефтяное месторождение Сураханы (Азербайджан). Год открытия – 1904. Глубина резервуара 180–2650 м. Период наблюдений за деформациями – 1912–1972 гг. Максимальное накопленное опускание – 3,0 м.

### Структурные этажи в геологическом строении северных территорий России

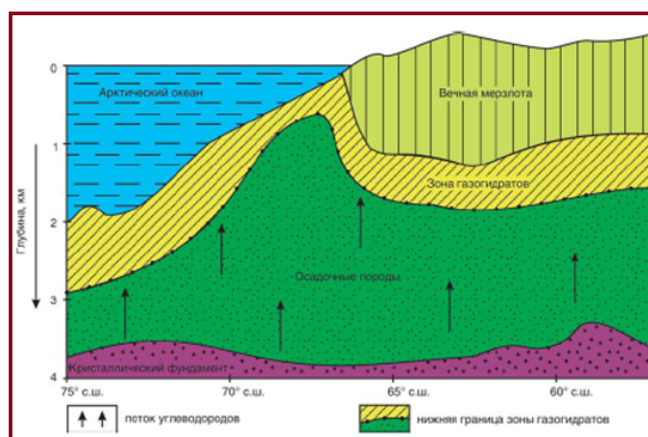


Рис. 3. Схематичный профиль образования газогидратов на океанском дне и континенте, по А.Н. Дмитриевскому

К особенностям геологического строения 70% территории России (зона распространения ММП) необходимо подходить так же, как к структурным этажам, теряющим устойчивость при техногенном воздействии (рис. 3).

Структурными этажами в геологическом строении нефтегазовых резервуаров Западно-Сибирского НГБ являются:

- многолетнемерзлые породы;
- зона газогидратных залежей;
- водозаборы и сбросы апт-альб-сеноманского водоносного комплекса;
- НДС разрабатываемых объектов.

На разрабатываемых объектах ХМАО производятся отборы при забойных давлениях ниже давления насыщения, фактически ниже 5 МПа, при депрессии 20 МПа. В системе поддержания пластового давления (ППД) репрессия достигает 20 МПа, что формирует градиент поля в 40 МПа на границе «отбор – закачка» (рис. 4). В этих условиях исчезают свойства покрывающих и перемычек, все становится проницаемым. Техногенные

изменения затрагивают не только те гидрогеологические системы, в которых сосредоточены залежи УВ. Поэтому и существует необходимость изучения и мониторинга процессов преобразований.

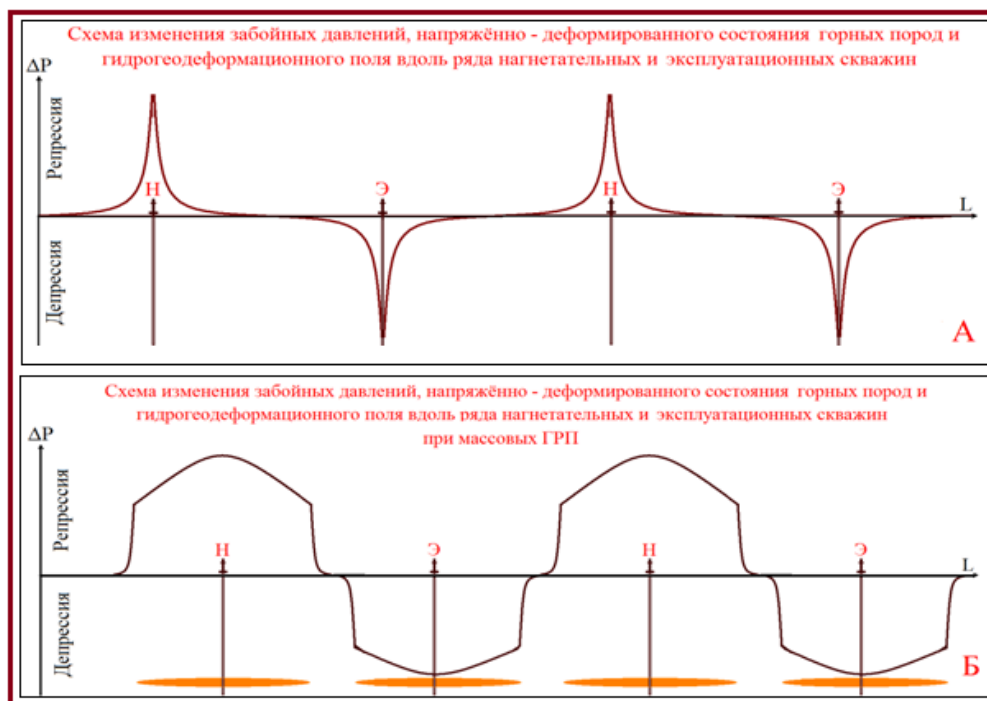


Рис. 4. Схема геодинамических процессов при разработке месторождений и изменение НДС по ряду нагнетательных и добывающих скважин: А – без операции ГРП; Б – при массовых ГРП

#### Энергетический дисбаланс по Ханты-Мансийскому автономному округу при закачке нагнетаемых вод

Вычислим характеристики поля теплового дисбаланса и найдем параметры его гидродинамической аналоговой модели. Расчет произведем для месторождений всего Ханты-Мансийского автономного округа, беря всю площадь ХМАО в расчет, а это – 525 тыс. км<sup>2</sup>.

В настоящее время на каждую тонну добываемой нефти в ХМАО извлекается 7 тонн воды, и ее количество будет со временем возрастать. Необходимо отметить, что обычно закачка вод превышает объемы добычи жидкости. Оценивая соотношение закачанной жидкости ( $m_{\text{зак}}$ ) по интегральным начальным ( $m_0$ ) и конечным ( $m_t$ ) показателям:

$$m_{\text{зак}} = (m_0 + m_t)/2$$

$$(m_{\text{зак}} = 3,5),$$

выясним количество закачанной в нефтяные пласты воды по ХМАО.

Суммарный объем добычи нефти в ХМАО в настоящее время превысил 8 млрд т, что соответствует закачке 28 млрд т воды.

Уравнение теплового дисбаланса:

$$E = c \cdot m \cdot (t_{\text{зак}} - t_{\text{пл}}) . \quad (1)$$

Разность температур определим с шагом в 10 °С для наглядности расчетов. В этом случае при

$$c = 1 \text{ кал/г}\cdot\text{град} ,$$

$$m = 2,8 \cdot 10^{16} \text{ г}$$

$$E = 1,2 \cdot 10^{18} \text{ Дж.}$$

Обычно для снятия напряженно-деформированного состояния горных пород бурятся скважины для закачки вод, и это помогает, но до определенного предела. На месторождении Ист-Тексас производилась закачка радиоактивных и химических загрязненных вод в отработанные пласты, и, когда закачка превышала определенные критические параметры, развивались 5–6 балльные события.

#### Гидродинамический эквивалент энергетического дисбаланса

За счет этого количества энергии на площади ХМАО (534,8 тыс. км<sup>2</sup>) можно заполнить водоем глубиной порядка 1016 м, который и явится аналоговой динамической моделью давления.

В соответствии с этим результатом составим табл. 1 значений энергетического и соответствующего гидродинамического дисбаланса для различных разностей температур закачиваемых вод и пласта и просчитаем аналоговую модель давлений.

Таблица 1

#### Эквиваленты энергетического и термодинамического дисбаланса

№ п/п	$(t_{\text{зак}} - t_{\text{пл}}), \text{ } ^\circ\text{C}$	$E, \text{ Дж}$	Дисбаланс, $\Delta P, \text{ МПа}$	Глубина «моря», м
1	10	$1,2 \cdot 10^{18}$	45	470
2	20	$2,4 \cdot 10^{18}$	90	940
3	30	$3,6 \cdot 10^{18}$	135	1410
4	40	$4,8 \cdot 10^{18}$	180	1880

Естественно, это цифры «залпового» воздействия, а процесс растягивается на годы, но энергетическая модель указывает на возможность события. В случаях неустойчивых грунтов (илов, водонасыщенных песков и т.п.) событие увеличивается на величину 1–2,3 балла. Таким образом, предстоящее событие по характеру воздействия будет оцениваться как значимое. Оползневые явления, изменение русел, порывы наземных коммуникаций и трубопроводных систем, проседания земной поверхности, смятие и расчленение обсадных колонн скважин – все это характерно для события такой интенсивности.

Таким образом, факторы, влияющие на устойчивость литосферы при разработке нефтяных месторождений, определены. Дисбаланс энергетических и гидродинамических факторов является наиболее простым в механизмах событий; при суммарном превышении им пороговых значений сначала возникают незначительные горные удары, в результате чего развивается дислокационная сеть прежних дизъюнктивов и формируются новые. «Созревшая» геологическая структура однажды разражается событием. Учет энергетического дисбаланса по объектам разработки, к сожалению, не проводится.

В Западно-Сибирском НГБ для нагнетания используются подземные апт-альб-сеноманского возраста, поверхностные и подтоварные воды. От кустовых насосных станций они распределяются по кустам и далее по нагнетательным скважинам. Наземная инфраструктура доставляет немало хлопот службам ППД: корродируют водоводы, при их порывах соленые воды попадают в гидрографическую сеть, корродируют и рвутся обсадные колонны скважин, в пластах развивается бактериальное заражение и происходит минерализация углеводородов, в зимний период приходится отключать скважины с низкой приемистостью и т.п.

Закачка нагнетаемых вод, с пониженной по сравнению с пластовой температурой, вызывает новое напряженно-деформированное состояние горных пород. Поскольку теплопроводность по напластованию значительно превышает теплопроводность в вертикальном направлении, с учетом меняющихся термобарических условий техногенного воздействия происходит возникновение вторичной трещиноватости в пластах-коллекторах, что, в свою очередь, приводит к досрочному обводнению, выпадению минерально-парафиновых ассоциатов, формированию «застойных зон-целиков», не задействованных разработкой.

Зависимость расхода ( $Q$ ) от вязкости воды ( $\mu$ ), давления ( $P$ ) и проницаемости ( $k$ ) по формуле Дюпюи выражается как



$$Q = 2\pi kh(P_{пл} - P_3)/\mu[C + \ln R_k/r_c] , \quad (2)$$

где  $[C + \ln R_k/r_c]$  – геометрический фактор гидравлического сопротивления.

Учитывая, что коэффициент фильтрации пропорционален коэффициенту проницаемости, нетрудно подсчитать, что повышение температуры закачиваемых вод поможет пропорционально либо увеличить расход, либо понизить давление закачки. Понижение давления закачки способствует снижению конусов репрессий, исключает автотермогидроразрывы пластов, формирование «застойных зон-целиков» нефти, ситуация нормализуется и становится менее критической.

### **Теоретические и практические разработки по увеличению КИН**

В начале 60-х годов прошлого столетия Л.А. Толстов и Г.А. Череменин проводили исследования эффективности закачки горячей воды в пласт. С повышением температуры увеличивается взаиморастворимость вод и углеводородов, поэтому температура воды, используемой для вытеснения нефти в пласте, влияет на нефтеотдачу, расход воды и затраты времени на достижение равной нефтеотдачи.

А.А. Аббасовым, А.М. Касумовым и Р.Г. Эйвазовым выполнена серия опытов по вытеснению водой нефтей, обладающих ньютоновскими и неньютоновскими свойствами. Отмечается почти линейный рост коэффициента вытеснения с увеличением температуры (в интервале от 20 до 200 °С), причем этот рост в среднем составил 2% порового объема пласта на каждые 10 °С повышения температуры. По данным исследований вытеснения нефти Арланского месторождения, выполненных Я.А. Мустафаевым, В.В. Чеботаревым и И.И. Мавлютовой, установлено, что с изменением температуры от 24 до 100 °С коэффициент вытеснения увеличивался от 60 до 76%. Темп его роста составил 3% порового объема на 10 °С в интервале 10–50 °С и 1% порового объема на 10 °С в интервале 50–100 °С.

Благоприятное влияние роста температуры на нефтеотдачу объясняется прежде всего тем, что с увеличением температуры уменьшается вязкость нефти и воды, причем уменьшение вязкости нефти происходит быстрее, чем вязкости воды. Это приводит к увеличению их отношения  $\mu_0 = \mu_n/\mu_v$  и тем самым способствует более полному извлечению нефти при одном и том же числе прокачанных поровых объемов воды за счет увеличения коэффициента охвата.

Положения, сформулированные Ю.П. Гаттенбергом, применимы в условиях высокой неоднородности. Схема значимых зависимостей от температуры приводится на рис. 5.

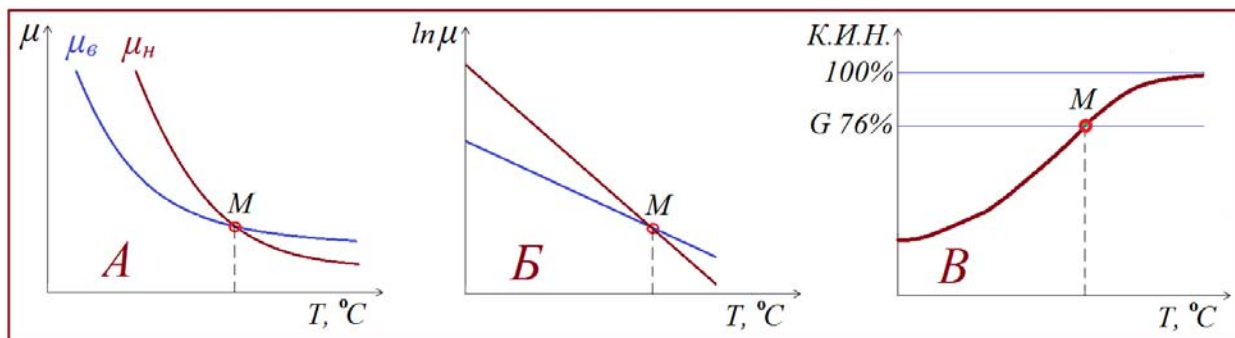


Рис. 5. Схема, поясняющая основные положения Ю.П. Гаттенберга по тепловым методам вытеснения нефти водой: А – зависимости вязкостей воды и нефти от температуры в декартовых координатах; Б – те же зависимости в полулогарифмических координатах; В – зависимость КИН от температуры нагнетаемых вод

В табл. 2 приводятся данные по зависимости вязкости воды от температуры в поверхностных условиях. Разумеется, кинетика движения флюидов в поровом пространстве существенно отличается, но общие тенденции сохраняются.

Таблица 2

**Зависимость вязкости воды от температуры**

Т °С	μ	Т °С	μ	Т °С	μ
0	1,7916	40	0,6332	80	0,3528
10	1,3069	50	0,5472	90	0,3128
20	1,0020	60	0,4666	100	0,2783
30	0,7905	70	0,4039		

Пользуясь данной таблицей, каждый экономист сможет подсчитать экономическую выгоду от изменения подходов в технологиях извлечения нефти.

**Решение проблем методом исключения существующих технических и технологических противоречий**

Проблемы системы ППД при разработке нефтегазовых резервуаров должны и будут решаться в направлении сокращения издержек производства и минимизации рисков; особенно это важно в условиях северных территорий. Система ППД традиционно

имеет обширную наземную инфраструктуру, которая с течением времени требует все большего внимания.

Скважины, инициированные операцией ГРП, и гидравлическая сеть наземных водоводов составляют единое целое и чутко реагируют на малейшее изменение давления. Особую сложность представляет система разработки нескольких объектов. На рис. 6 представлен пример такой ситуации, когда при незначительной смене давлений существенно изменяются расходы, скважина переходит в режим излива или останавливается. В зимний период это чревато замерзанием водовода.

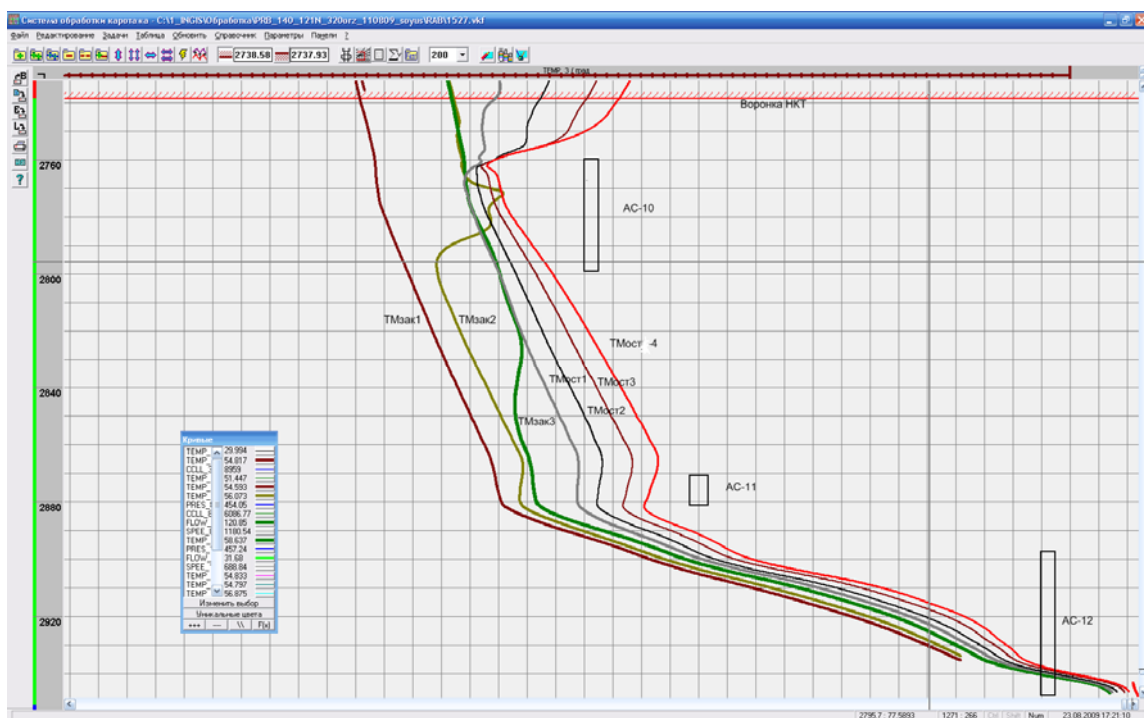


Рис. 6. Излив по данным термометрии при смене давления в линии и развитие межпластовых перетоков в работающей и остановленной скважинах



Рис. 7. Динамика давления

По барометрии с 17.00 до 18.30 давление изменилось в пределах 2 атм, а по термометрии в это время отмечается излив из пласта АС10 (рис. 7).

Для исключения противоречий и отказа от наземной инфраструктуры необходимы скважины специальной конструкции, совмещающие функции нагнетательной и водозаборной, снижающие издержки и производственные риски.

Организация закачки вод при их совместимости с пластовыми водами из нижележащих водоносных комплексов с помощью их подъема электроцентробежными водяными насосами с использованием пакерных систем; в этом случае отпадает необходимость в наземной системе ППД, особенно для неохваченных системой участков.

Организация закачки вод при их совместимости с пластовыми водами из вышележащих водоносных комплексов с помощью их перекачки электроцентробежными водяными насосами и с использованием пакерных систем и обратных клапанов; в этом случае отпадает необходимость в наземной системе ППД, особенно для не охваченных системой участков.

#### *Проблемные моменты технологии межпластовой перекачки и их решение*

1. Вынос твердых взвешенных частиц из водоносного пласта и выпадение осадка на пакере, создающего сложности при подъеме оборудования.

*Решение:* оптимизация технологии вторичного вскрытия водоносных пластов и изменение конструкции пакерных систем, конструкция разъединителя низа компоновки и ее верха с ЭЦВ.

2. Удаление осадка с забоя скважины.

*Решение:* удаляется гидрожелонкой.

3. Мониторинг процесса нагнетания.

*Решение:* дистанционный контроль методами ГИС.

4. Глушение скважины – не требуется.

#### **Заключение**

Советский профессор А. Силин обращает внимание на такую характерную черту нашей технологии, как необычайная живучесть однажды найденных конструкторских решений.

В одних случаях это говорит о таланте изобретателя, а в других – о мизантропии<sup>2</sup> лиц, принимающих решение на основе старых знаний и старого опыта.

Богатейший, в том числе и «отрицательный», опыт, накопленный на просторах России, показывает, как не следует осваивать территории. Комплексное освоение нашего жизненного пространства требует новых подходов. Цели и задачи должны учитывать масштабы и богатство природных ресурсов России, ее возможности в сфере образования, науки и производства. Необходимо помнить, что до появления рекламы общество знало одну истину: наука – двигатель прогресса, а использование технологий, учитывающих одни условия, в иной среде может привести к экологической, производственной и экономической диверсии.

И только выполнение программы комплексного освоения территории и природных ресурсов будет способствовать рациональной разработке нефтегазовых месторождений.

*Примечания:*

- <sup>1</sup> Экогеотехнический комплекс – термин, формализованно рассматривающий функции производства в экологической, геологической и технической среде.
- <sup>2</sup> Мизонеизм – отрицательное отношение ко всему новому; присущая большинству людей консервативность психического склада.

## ЛИТЕРАТУРА

- Вахитов Г.Г., Гаттенбергер Ю.П., Лутков В.А.* Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра, 1984. С. 93–106.
- Добринский Л.Н., Плотников В.В.* Экология Ханты-Мансийского национального округа. Тюмень: Софт-Дизайн, 1997.
- Карцев А.А., Гаттенбергер Ю.П., Зорькин Л.М.* Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. М.: Недра, 1992. С. 183–195.
- Моисеев Н.Н.* Тирания истины // Экология и жизнь. 1999. № 1.
- Сидоров В.А.* Сейсмоопасный бизнес // Режим доступа: [skv@nefte.ru](mailto:skv@nefte.ru)
- Сухотин А.К.* Парадоксы науки. М.: Молодая гвардия, 1980.
- Ходьков А.Е., Виноградова М.Г.* К обоснованию ведущих механизмов флюидогео-динамики // Режим доступа: [www.shaping.ru/congress/russian/vin1/vin03.asp](http://www.shaping.ru/congress/russian/vin1/vin03.asp)