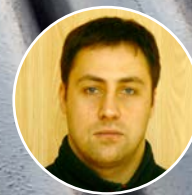




**Е.Д. Глухманчук**  
канд. геол.-мин. наук  
ООО Центр геологического  
моделирования  
директор  
geomodeling@mail.ru



**В.В. Крупицкий**  
ООО Центр геологического  
моделирования  
главный специалист  
geomodeling@mail.ru



**А.В. Леонтьевский**  
ООО Центр геологического  
моделирования  
главный специалист  
geomodeling@mail.ru

## ТРЕЩИННО-БЛОКОВАЯ СТРУКТУРА МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАК ОСНОВНАЯ ПРИЧИНА НИЗКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

*Авторы считают, что отсутствие в геолого-гидродинамических моделях информации о трещинно-блоковой структуре месторождений существенно снижает их эффективность, что в наибольшей степени проявляется себя при освоении залежей с низкопроницаемыми коллекторами*

*The authors believe that the absence of geological-hydrodynamic models of information on fracture-block structure of deposits significantly reduces their efficiency, to the greatest extent manifests it self in the development of deposits with low-permeability reservoirs*

**Ключевые слова:** месторождения нефти, трещинно-блоковая структура, заводнение залежи, нефтеотдача  
**Keywords:** oil deposit, fracture-block structure, water flooding, productive rate

**В** целях повышения эффективности разработки месторождений, достижения максимального КИН внедряются и планируются различные системы разработки, производится комплекс геолого-технологических мероприятий на основе имеющихся геолого-гидродинамических моделей.

При этом роль современного геолого-гидродинамического моделирования становится все в большей степени средством контроля и регулирования процесса разработки [3]. В то же время «результаты применения известных гидродинамических моделей для обоснования геолого-технологических мероприятий повышения нефтеотдачи оказываются неубедительными» [1]. Сами модели основываются на количественных связях, устанавливаемых между геологическими, геофизическими и гидродинамическими характеристиками разрабатываемых пластов.

Собственно геологическое наполнение этих моделей идет по пути все большего насыщения их литофациальными характеристиками, которые рассматриваются как основной фактор неоднородности природных резервуаров [2]. Вместе с этим по результатам гидродинамических исследований (КВД скважин, трассерные исследования и т.п.) устанавливается, что в значительной степени в разрабатываемых пластах существуют внемоделльные высокопроницаемые каналы фильтрации, обусловленные трещиноватостью пород. При этом трещинная фильтрация проявляет себя не как рассеянный в пространстве фактор, а как сосредоточенные узкие каналы фильтрации, по которым происходят «кинжальные» прорывы воды. Их формирование и распределение обусловлено присущей всем месторождениям трещинно-блоковой структурой, закономерности строения которой изучены на месторождениях Западной Сибири [5]. В такой ситуации встает вопрос о степени соответствия геологических моделей реальным гидродинамическим свойствам разрабатываемых пластов. Иными словами, необходима оценка роли зон трещиноватости в формировании фильтрационных потоков и неравномерности выработки запасов.

Анализ результатов разработки месторождений европейской части России показывает, что зоны трещиноватости, проявляя себя при заводнении как каналы фильтрации, в значительной мере определяют формирование внемоделльных фильтрационных потоков. Так, например, в результате бурения доуплотняющих скважин на расстоянии 200–300 м от добывающих на Туймазинском месторожде-

нии после 15-летней разработки было установлено доэксплуатационное положение ВНК [7]. Такие же эффекты отмечались на Шкаповском месторождении, девонских залежах Серафимовской группы месторождений, несмотря на высокую проницаемость и однородное строение пластов. Детальный анализ промысловых данных показал, что вода перемещается к эксплуатационным скважинам неравномерным фронтом в виде узких языков. Исследования на Ромашкинском месторождении с применением меченых жидкостей позволили установить, что высокие скорости продвижения жидкости обусловлены наличием путей фильтрации с аномально высокой (иногда на порядок) проницаемостью [8]. Как следствие, не формируется единый фронт заводнения и происходит потеря части извлекаемых запасов, выдавливаемых по каналам фильтрации за контур месторождения. Так, например, на Бавлинском месторождении через 6 лет после освоения законтурного заводнения пьезометрическая скважина 216, пробуренная за его пределами, начала фонтанировать нефтью с дебитом до 100 т в сутки. Всего по ней было отобрано 65 787 т нефти [9]. Тем самым, случайное попадание скважины на один из каналов фильтрации зафиксировало факт перетока нефти через законтурный ряд нагнетательных скважин за пределы месторождения.

Отмеченные особенности поведения фильтрационных потоков при заводнении залежей в поровых коллекторах наблюдаются и в Западной Сибири. Показательным примером в этом отношении являются результаты разработки [10] и индикаторных исследований [4] Мамонтовского месторождения, третьего в Западной Сибири по величине начальных балансовых запасов нефти. На этом месторождении в ходе разработки пласта БС<sub>10</sub> после 17-летнего периода закачки воды в разрезающие нагнетательные ряды был пробурен ряд скважин между нагнетательным и первым добывающим рядом. В среднем из одной такой скважины добыто 34 тыс. т нефти, что показало наличие достаточно высоких остаточных запасов нефти в зонах, которые обычно считаются наиболее «промытыми». Таким образом, результаты доуплотняющего бурения продемонстрировали то, что уже вблизи от нагнетательных скважин в наиболее емких и однородных в Западной Сибири поровых коллекторах единый фронт заводнения не сформирован. На причины такого поведения закачиваемой воды дают ответ результаты индикаторных исследований, проведенных на этом же месторождении в пласте АС<sub>5+6</sub>. На опытном участке в две нагнетательные скважины было закачено по 12 м<sup>3</sup> меченой жидко-



сти с исходной концентрацией 1,1 г/л. Контроль за поступлением индикатора осуществлялся по всем добывающим скважинам опытного участка. Всего из пласта было возвращено 85% закаченного количества индикатора, что свидетельствует в пользу высокой достоверности и успешности проведенного эксперимента. Характерным результатом исследований является обнаружение высоких скоростей перемещения меченой жидкости в пласте – от 50 до 380 м/сут. Проницаемость высокопроизводительных каналов находится в диапазоне 0,82–2,79 мкм<sup>2</sup>. Эти параметры на 2–3 порядка превышают средневзвешенные значения, харак-

терные для порового коллектора. Рассчитано, что 40–42% закачиваемой воды, перемещаясь по каналам фильтрации, не производит нефтевытесняющего воздействия, бесполезно загружая пункты нефтесбора.

Приведенный обзор данных по результатам разработки месторождений в разных районах России показывает, что высокопроницаемые каналы фильтрации, не учитываемые в гидродинамических моделях, являются одной из основных причин низкой эффективности заводнения и в целом низкой нефтеотдачи пластов в коллекторах порового типа.

В целях оценки значимости каналов фильтрации в общем отборе нефти в условиях Западной Сибири были составлены графики распределения накопленных отборов нефти по скважинам по результатам разработки в наилучших поровых коллекторах (Самотлорское месторождение) и трещинно-кавернозных коллекторах баженовской свиты (Салымское месторождение) (рис. 1). Оба приводимых примера обеспечены большим объемом данных, в обоих случаях 40-летний период разработки, 6,5 тыс. и 80 кв. соответственно. Несмотря на существенные различия в генезисе и ФЭС коллекторов в приводимых примерах основная добыча осуществляется 20% скважин.

По Самотлорскому месторождению приведена удельная добыча (добыча на 1 м эффективного нефтенасыщенного коллектора) в целях получения более точной характеристики свойств коллекторов. Попластовое различие заключается лишь в том, что в лучшем коллекторе (пласт АВ<sub>3</sub>) 20% скважин отобрали 75% накопленной добычи, в менее продуктивных пластах (ФЭС ниже) АВ<sub>4-5</sub> и АВ<sub>2-3</sub> эта же доля скважин отобрала 80% нефти. В трещинно-кавернозных коллекторах баженовской свиты Салымского месторождения по результатам разработки 20% скважин отобрали 85% нефти. Таким образом, по результатам разработки независимо от типа коллектора выделяется «золотой фонд скважин», обеспечивший основной объем добычи.

На Самотлорском месторождении трещинно-блоковая структура закартирована по материалам сейсморазведки и типична для месторождений Западной Сибири (рис. 2). Структура образована двумя системами зон трещиноватости, являющихся разрывными нарушениями ранних стадий развития. В частности, на пересечениях зон трещиноватости разных систем в пределах месторождения закартировано более 400 разломных узлов. Расчет распределения среднегеометрической величины отбора нефти с одного метра эффективной нефтенасыщенной мощности пласта АВ<sub>3</sub> показывает, что этот

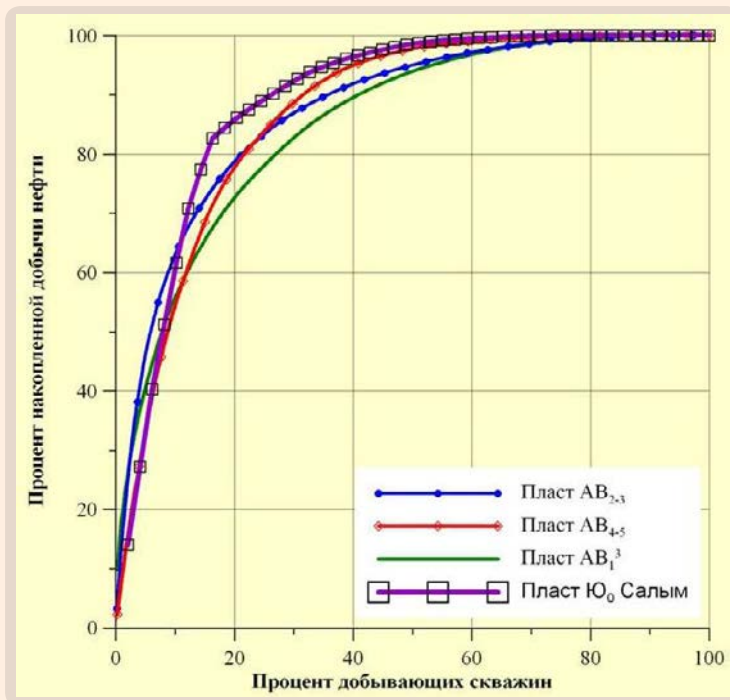
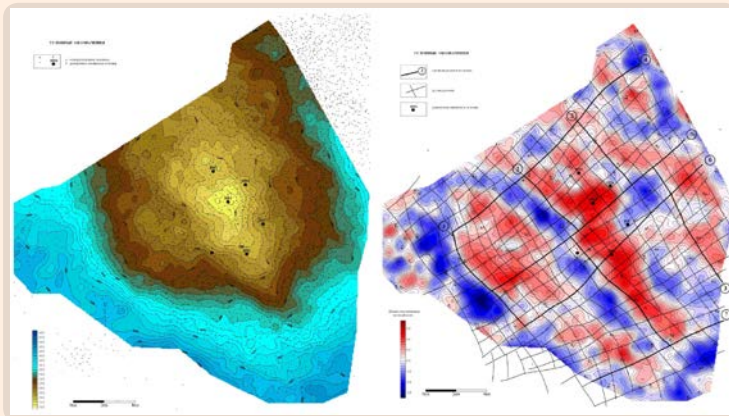


Рис. 1  
График соотношения процента добывающих скважин к проценту накопленной добычи

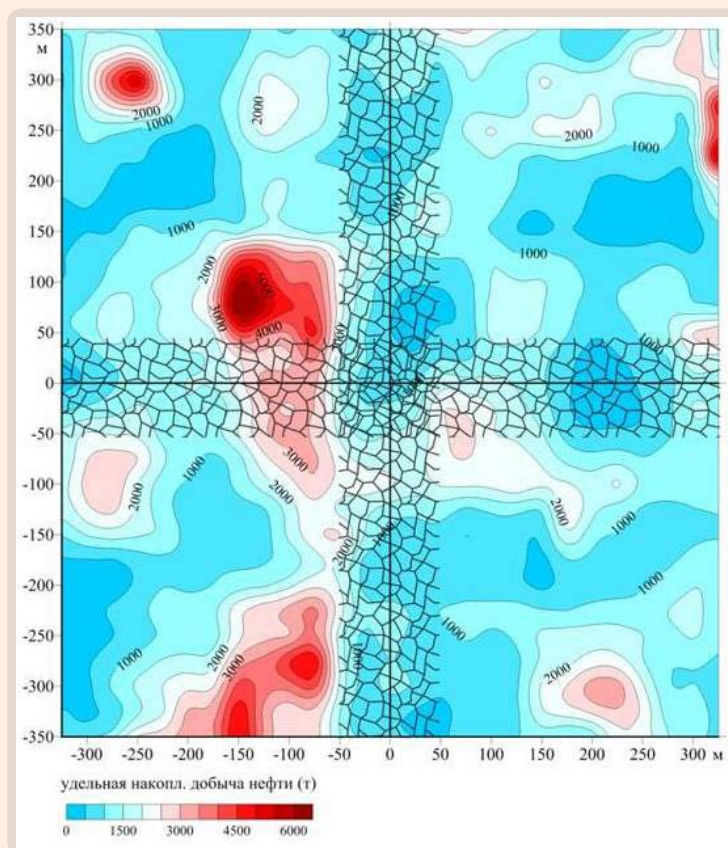
Рис. 2  
Центральная часть Самотлорского месторождения: а – структурная карта по продуктивному пласту АВ<sub>1</sub>; б – карта структуры поля деформаций с закартированной трещинно-блоковой структурой



параметр вокруг разломных узлов в целом увеличивается на порядок (рис. 3). Таким образом, устанавливается, что расположение «золотого фонда скважин» в поровом коллекторе контролируется разломными узлами.

Сопоставление трещинно-блоковой структуры Салымского месторождения с результатами разработки залежей баженовской свиты показало, что 8 скважин, расположенных на расстоянии менее 100 м от осей зон трещиноватости, отобрали более 80% запасов [6]. Характерно то, что 19 скважин, расположенные на таком же расстоянии от зон трещиноватости, не были «подключены» к трещинной системе, т.к. в них не производилось ГТМ. По опыту авторов из-за карбонатизации зон трещиноватости в 70% случаев подключение скважин в баженовской свите к природным высокопроизводительным каналам фильтрации осуществляется только после кислотных обработок, реже ГРП. В этап полномасштабного освоения Салымского месторождения в 1970–1980 гг. эти ГТМ не проводились.

Таким образом, анализ результатов разработки месторождений с позиций их трещинно-блокового строения свидетельствует о том, что независимо от типа коллектора (порового или трещинно-кавернозного) трещинно-блоковая структура является ведущим фактором, определяющим формирование фильтрационных потоков и, в конечном счете, выработку запасов. Отсутствие в геолого-гидродинамических моделях информации о трещинно-блоковой структуре месторождений существен-



**Рис. 3**

Распределение удельной накопленной добычи нефти по скважинам в координатах разломного узла

но снижает их эффективность, что в наибольшей степени проявляет себя при освоении залежей с низкопроницаемыми коллекторами. ❁

## Литература

1. Бастриков С.Н., Толстолыткин И.П., Ярышев Г.М. Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югра. Ханты-Мансийск. 2012. С. 273–281.
2. Волостнов В.А., Дулкарнаев М.Р., Маганова Ю.А. Зависимость эффективности ГРП от фациальной неоднородности пласта Ю1 на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югра. Ханты-Мансийск. 2011. С. 451–460.
3. Волостнов В.А., Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Особенности построения геолого-гидродинамических моделей стандартным методом и по итерационной технологии с целью уточнения распределения остаточных запасов и планирования геолого-технологических мероприятий // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югра. Ханты-Мансийск. 2012. С. 68–77.
4. Герасименко Ю.В., Быстряков А.М., Була В.С., Бубнов В.А., Результаты применения индикаторных исследований с целью определения эффективности внедрения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях нефтеюганского района // Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Ч. II. Тюмень. 2000. С. 45–52.
5. Глухманчук Е.Д., Василевский А.Н. Закономерности структур разрушения (трещиноватости) эволюции тектонических деформаций на месторождениях Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югра. Ханты-Мансийск. 2005. С. 67–76.
6. Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В., Буков О.В. Трещинно-блоковая структура Салымского месторождения как ведущий фактор в эффективной выработке запасов баженовской свиты // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югра. Ханты-Мансийск. 2013. С. 337–342.
7. Девликамов В.В., Хабибулин З.А., Кабилов М.М. Аномальные нефти. М. 1975. 165 с.
8. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения, Т.1. Москва. 1995. 490 с.
9. Султанов С.А. Контроль за заводнением нефтяных пластов. М. 1974. 224 с.
10. Тянь Н.С., Шабловский В.Н., Манаков Т.Ф. и др. Результаты совершенствования системы разработки горизонта БС10 Мамонтовского месторождения // Нефтепромысловое дело. 1999. № 5. С. 22–28.